

Ministerie van Klimaat en
Groene Groei

> Retouradres Postbus 20401 2500 EK Den Haag

De Voorzitter van de Eerste Kamer
der Staten-Generaal
Kazernestraat 52
2514 CV DEN HAAG

Klimaat en Groene Groei

Bezoekadres

Bezuidenhoutseweg 73
2594 AC Den Haag

Postadres

Postbus 20401
2500 EK Den Haag

Overheidsidentificatienr

00000003952069570000

T 070 379 8911 (algemeen)

F 070 378 6100 (algemeen)

www.rijksoverheid.nl/kgg

Ons kenmerk

KGG / 100255221

Datum 17 oktober 2025

Betreft Voortgangsbrief nieuwbouw kernenergie oktober 2025

Geachte Voorzitter,

Hierbij stuur ik u ter kennisneming de Voortgangsbrief nieuwbouw kernenergie oktober 2025, zoals ik deze aan de Tweede Kamer heb verstuurd.

Sophie Hermans
Minister van Klimaat en Groene Groei

Ministerie van Klimaat en
Groene Groei

> Retouradres Postbus 20401 2500 EK Den Haag

De Voorzitter van de Tweede Kamer
der Staten-Generaal
Prinses Irenestraat 6
2595 BD DEN HAAG

Datum 17 oktober 2025
Betreft Voortgangsbrief nieuwbouw kernenergie oktober 2025

Geachte Voorzitter,

Het kabinet kiest nadrukkelijk voor een groter aandeel kernenergie in de elektriciteitsmix om de CO₂-vrije elektriciteitsproductie te diversifiëren en minder weersafhankelijk te maken. Daarmee kiest het kabinet voor een robuust energiesysteem met een mix van (onder andere) kernenergie, windenergie en zon-pv waardoor de strategische onafhankelijkheid van Nederland wordt vergroot.

Met deze voortgangsbrief neemt het kabinet de Kamer mee in de vorderingen die het de afgelopen periode maakte ten aanzien van het nucleaire nieuwbouwprogramma. Deze brief rapporteert over de uitkomsten van de door TNO uitgevoerde analyse over de impact op de energiesysteemkosten door het toevoegen van kernenergie in de energiemix. In deze brief wordt ook een voorstel gedaan voor een financieringsstructuur, inclusief de rol van de Nederlandse staat daarin in de vorm van een *Government Support Package* (GSP). Tot slot gaat deze brief in op de voortgang van de inkoopprocedure en het Rijk-Regiopakket.

In onderstaande figuur zijn de verschillende werksporen aangeduid en in volgorde geplaatst om de onderlinge samenhang weer te geven. De fase van het ophalen van informatie en het voorbereiden van besluitvorming verschuift met deze voortgangsbrief naar de fase van het nemen van besluiten en de uitvoering.

Klimaat en Groene Groei

Bezoekadres

Bezuidenhoutseweg 73
2594 AC Den Haag

Postadres

Postbus 20401
2500 EK Den Haag

Overheidsidentificatienr

00000003952069570000

T 070 379 8911 (algemeen)

F 070 378 6100 (algemeen)

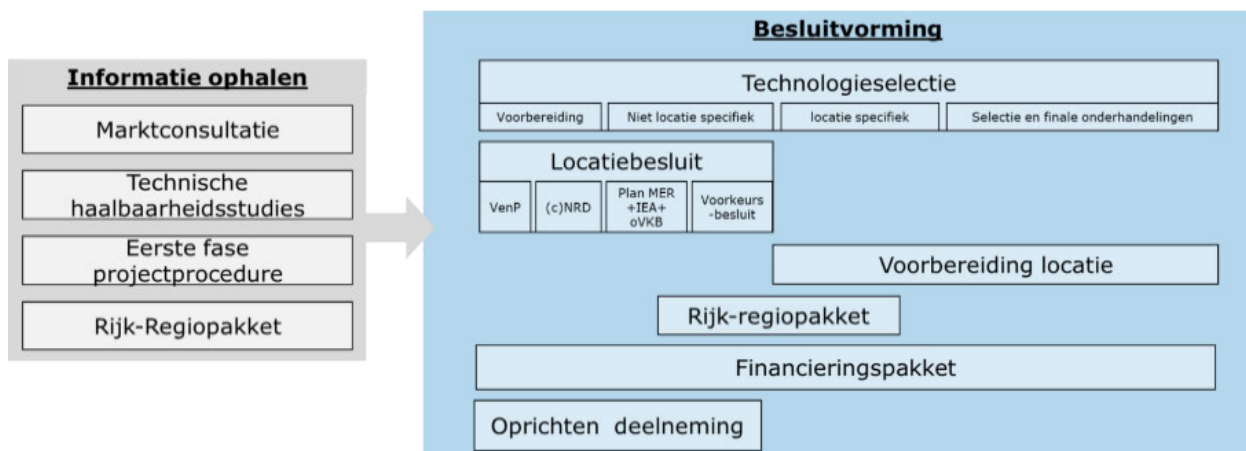
www.rijksoverheid.nl/kg

Ons kenmerk

KGG / 101462991

Bijlage(n)

4



Figuur 1: Op hoofdlijnen geschetste werksporen

Deze Kamerbrief gaat over het nieuwbouwprogramma voor grootschalige kerncentrales. Gelijktijdig wordt de Kamer geïnformeerd over:

- **Oprichting deelneming:** de voorgenomen oprichting van de beleidsdeelneming NEO NL en daarbij horende kapitaalstoring;
- **Wijziging Kernenergiewet:** aanbieding van het voorstel tot wijziging van de Kernenergiewet. Met het wetsvoorstel krijgt de vergunninghouder van de kerncentrale Borssele de mogelijkheid om een aanvraag te doen bij de Autoriteit Nucleaire Veiligheid en Stralingsbescherming (hierna: ANVS) voor het wijzigen van de vergunning, bedoeld in artikel 15, onderdeel b, van de Kernenergiewet, om het vrijmaken van kernenergie in de kerncentrale Borssele na 2033 voort te kunnen zetten, waarmee invulling wordt gegeven aan de motie-Mulder en Harbers¹; en
- **SMR-strategie:** met de strategie voor kleine modulaire reactoren (SMR's) geeft het kabinet richting aan de ontwikkeling van SMR's in Nederland.

Stand van zaken voorbereiding op realisatie eerste kerncentrales

De volgende secties geven per werkspoor een update over de belangrijkste voortgang en resultaten. Daarnaast is het een vooruitblik op de komende periode.

1. Financiering

1.1 Doel

Het kabinet publiceert met deze brief de door TNO uitgevoerde systeemkostenstudie. Hierin zijn de impact op de systeemkosten als gevolg van het in gebruik nemen van nieuwe kerncentrales inzichtelijk gemaakt. Hierbij is onder andere gekeken naar de relatie tot de flexibiliteitsbehoefte en investeringen in infrastructuur. Deze analyse sluit aan bij de wens tot impact- en optimalisatiestudies die door de Kamers bij verschillende gelegenheden is geuit, bijvoorbeeld in het recente commissiedebat nettarieven² met de inbreng door het lid Bontenbal, en in de motie van het lid Erkens³ waarin het kabinet verzocht wordt het optimale percentage kernenergie in 2050 te onderzoeken. Het kabinet geeft met deze brief invulling aan deze motie.

¹ Kamerstukken II 2019/20 32 813, nr. 511

² Kamerstukken II 2024/25, 29023, nr. 571.

³ Kamerstukken II 2024/25, 32813, nr. 1358.

Daarnaast doet het kabinet in deze brief een voorstel voor het meest passend geachte GSP voor Nederland. Dit GSP zal de komende periode verder worden uitgewerkt richting het investeringsbesluit.

1.2 Stand van zaken

Uitwerking systeemkostenstudie

In de studie zijn op basis van realistische aannames en de meest actuele inzichten de systeemkosten berekend voor het toekomstige Nederlandse energiesysteem. Hierbij wordt de vergelijking gemaakt tussen een scenario waarbij er wordt geïnvesteerd in twee of vier grootschalige kerncentrales en een scenario zonder kerncentrales. Om een robuuste uitspraak te kunnen doen over de toegevoegde waarde van kernenergie, is gekeken naar de verschillende toekomstbeelden waarin de Nederlandse energievraag op uiteenlopende manieren wordt ingevuld, met als constante dat in 2050 netto klimaatneutraliteit wordt bereikt. De scenario's beschrijven beelden van het energiesysteem die variëren in gedrag van burgers en bedrijven, economische structuur, de mate van elektrificatie (laag tot hoog) en de omvang van industriële ontwikkeling (van krimp tot beperkte groei).

De voornaamste conclusie is dat het energiesysteem met twee of vier kerncentrales, met in totaal maximaal 6 GW productiecapaciteit, vergelijkbare systeemkosten kent als een systeem waarin deze productiecapaciteit wordt ingevuld door een additionele hoeveelheid wind op zee van 9,5 GW en noodzakelijke flextechnologieën. In deze studie is dus bewust een scenario met (een beperkte mate van) concurrentie tussen deze twee opwektechnologieën uitgewerkt. Op het moment dat concurrentie tussen de opwektechnologieën achterwege wordt gelaten en dus sprake is van zowel meer wind- als meer kernenergie met voldoende elektriciteitsvraag (vanuit onder andere de industrie), kan dit leiden tot lagere systeemkosten dan wanneer sprake is van concurrentie.

In een scenario met een aanzienlijk lagere energievraag (vooral veroorzaakt door lagere industriële vraag) is er minder vraag naar benodigde opwekcapaciteit vanuit zowel kernenergie als wind op zee. Wanneer in dit lage-vraagscenario toch 6 GW kernenergie aan het systeem wordt toegevoegd, resulteert dit volgens de modeluitkomsten in ongeveer 0,7% hogere systeemkosten.

Voor de interpretatie van de resultaten geldt dat in de huidige doorrekeningen de kosten voor elektriciteitsinfrastructuur - zowel op land als op zee - nog te beperkt en gesimplificeerd worden meegenomen en daardoor worden onderschat. Het beter meenemen van infrastructuurkosten kan tot een ander optimum leiden, waarbij wind op zee in alle gevallen noodzakelijk is om tot een optimaal systeem te komen en invulling te geven aan de energievraag.

Verder volgt dat de inzet van kernenergie leidt tot een andere opbouw van de systeemkosten. Kernenergie leidt tot hogere investeringskosten in productiecapaciteit; deze worden echter voor een groot deel of volledig gecompenseerd door lagere kosten voor onder meer netverzwaring, flexibiliteit, elektrificatie, energiebesparing en de importbehoefte van elektriciteit en waterstof. De toevoeging van kernenergie heeft daarnaast een stabiliserend effect op de elektriciteitsprijzen, omdat het weersonafhankelijke productie betreft.

Milieuimpactanalyse kernenergie in de Nederlandse energiemix

Op advies van de Commissie mer is aanvullend onderzoek gedaan door Pondera en CE Delft naar de milieuimpact van kernenergie. Uit deze studie blijkt ook dat

kernenergie, windenergie en zon-pv uitstekend naast elkaar kunnen bestaan. Geen enkele energiebron is namelijk zonder enige milieuimpact en diversificatie heeft voordelen om de absolute impact te verlagen. De studie concludeert daarnaast dat kernenergie, wind en zon-pv alle drie op alle facetten beter en schoner scoren dan fossiele brandstoffen.

Conclusie

Het kabinet concludeert dat kernenergie, ook vanuit het perspectief van systeemkosten en milieuimpact, een verantwoorde keuze is. Gezien de breedte van de uitgevoerde gevoeligheidsanalyses door TNO acht het kabinet deze conclusie bovendien robuust onder uiteenlopende omstandigheden. De doorslaggevende reden voor het kabinet om de rol van kernenergie te vergroten is omdat kernenergie bijdraagt aan leveringszekerheid en het een stabiele, CO₂-vrije bron is die niet afhankelijk is van zon of wind. Daarnaast zorgt het voor strategische onafhankelijkheid door diversificatie van technologie en toeleveringsketens, wat de weerbaarheid van het energiesysteem vergroot. Bovendien is kernenergie een robuuste investering met een lange levensduur, beperkt ruimtebeslag en kansen voor de Nederlandse economie via kennisontwikkeling, werkgelegenheid en betrokkenheid van het bedrijfsleven.

Vervolg

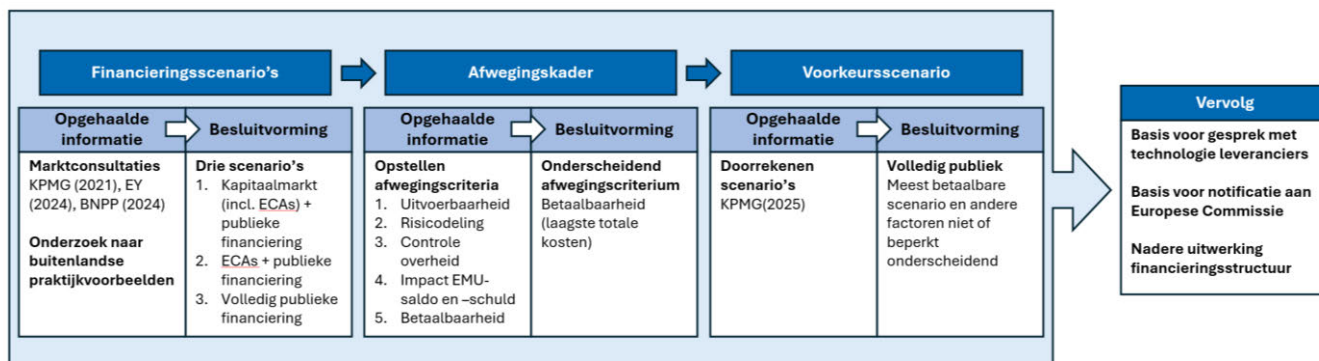
De uitkomsten van deze studies worden meegenomen in de beoogde financieringsstructuur, de voorbereiding van het investeringsbesluit en in de voorbereiding op de actualisatie van het Nationaal Plan Energiesysteem (NPE) 2026. Dit is in lijn met de koers zoals beschreven in de Klimaat- en Energienota 2025. In de actualisatie van het NPE zal het kabinet ook de relatie tussen kernenergie en andere productiemiddelen, zoals windenergie op zee, verder duiden.

Financiering van de nieuwe kerncentrales

In de Kamerbief van mei 2025⁴ is een eerste bandbreedte van de totale investeringsomvang van de nieuwe kerncentrales toegelicht (€20-30 miljard, exclusief financieringslasten) gebaseerd op de technische haalbaarheidsstudies. Hieronder geeft het kabinet een toelichting op de vormen van financiering en een voorstel voor de rol van de overheid via het GSP. De conclusies zijn gebaseerd op de voorbereidende trajecten en onderzoeken van de afgelopen jaren, waaronder de marktconsultaties, het afwegingskader en de recente doorrekeningen van het financiële model.⁵ De uiteindelijke investeringsomvang is uiteraard afhankelijk van de techniek-, leverancier- en locatiekeuze en ook de voortgang van het project.

⁴ Kamerstukken II, 2024/25, 32645, nr.156.

⁵ KPMG heeft een financieel model opgesteld ter ondersteuning van een doorrekening op basis van eerste inschattingen van parameters van de investering, exploitatie en mogelijke financiering.



Figuur 2: afwegingskader

Afwegingskader en varianten van Government Support Packages

Tijdens de ontwikkel- en bouwfase staat de financiering van de investering centraal. In de operationele fase moeten deze middelen worden terugverdiend. Ook in deze fase kan de overheid een rol spelen. Het is van belang dat de maatregelen in de verschillende fasen tezamen als GSP worden beschouwd.

Een drietal GSP-varianten is door KPMG doorgerekend:

1. Naast publieke financiering een maximale inzet op het aantrekken van private financiering van zowel exportkrediet (door *Export Credit Agencies*, ECA's), als vanuit de bredere kapitaalmarkt;
2. Enkel ECA-bijdrage aan het project, naast publieke financiering; en;
3. Enkel publieke financiering.

KPMG heeft deze GSP-varianten aan de criteria uit het afwegingskader getoetst. Ze concluderen op basis van het afwegingskader dat betaalbaarheid de meest onderscheidende factor is, en dat andere elementen, zoals haalbaarheid, risicoverdeling, controle overheid en impact EMU-saldo en EMU-schuld in de verschillende scenario's minder bepalend zijn. In de doorrekening wordt de impact van de GSP-variant op betaalbaarheid beoordeeld aan de hand van de *Levelized Cost of Energy* (LCOE), inclusief de financieringslasten. De LCOE geeft een beeld van de gemiddelde kosten per eenheid opgewekte elektriciteit (zoals kWh) over de gehele levensduur van een kerncentrale.

Betaalbaarheid van de verschillende GSP-varianten

Private financiering heeft mogelijk een aantal voordelen ten aanzien van publieke financiering, mits de risico's van de financiering bedekt zijn aan deze private financieringsverstrekker. Bijvoorbeeld door minder impact op de Nederlandse overheidsfinanciën en mogelijk aanvullend toezicht op het zo efficiënt mogelijk bouwen van de nieuwe kerncentrales. Daarentegen zal elke vorm van private financiering het project aanzienlijk duurder maken, door hogere financieringslasten of vereist rendement.

Nederland kan, door zijn hoge kredietwaardigheid, goedkoper lenen dan marktpartijen en vrijwel alle andere landen die een nucleair nieuwbouwprogramma hebben. Daarnaast kan uit eerdere rapporten en buitenlandse voorbeelden, zoals het Verenigd Koninkrijk en Polen, geconcludeerd worden dat private financiering (in de ontwikkel- en bouwfase) alleen aangetrokken wordt als dit gepaard gaat met risico-overdracht aan de staat. Concreet betekent dit dat private partijen niet, of heel beperkt, financiële risico's

op zich nemen. Gelijktijdig stijgen de financieringslasten van het project, omdat private financiers een hogere rente rekenen voor hun financiering, wat de betaalbaarheid negatief beïnvloedt.

De impact van hogere financieringslasten op de totale kosten van het project is bij nucleaire projecten significant, met name vanwege de lange bouwtijd. Gedurende deze lange bouwtijd kan geen rente worden betaald en kunnen geen leningen worden afgelost, omdat er nog geen opbrengsten zijn. Tijdens de bouw wordt de rente daarom opgeteld bij de lening en is in opvolgende jaren ook weer rente over die gekapitaliseerde rente verschuldigd. KPMG laat bijvoorbeeld in hun indicatieve analyse zien dat, in een variant waarin ook ECA-financiering en private schuldfinanciering wordt voorzien aan het project, de financieringslasten significant hoger liggen dan in een scenario met alleen publieke financiering aan het project. Deze hogere financieringslasten gelden voor zowel private financiering vanuit marktpartijen als vanuit ECAs.

Daarentegen betekent publieke financiering van de bouw niet dat er in het geheel geen sprake is van risicoverdeling, omdat er in de contractuele afspraken met de opdrachtnemer van het project risico's tussen de staat (door de op te richten beleidsdeelneming) en opdrachtnemer kunnen worden verdeeld. Bijvoorbeeld door middel van vaste prijsafspraken. Volledige publieke financiering van het project is een significant betere optie in het kader van maatschappelijke betaalbaarheid en leidt tot de laagste LCOE voor het project.

Invulling volledige publieke financiering

Het voorstel om voor volledige publieke financiering (en dus een omvangrijk GSP) in de ontwikkel- en bouwfase te kiezen wordt de komende tijd verder uitgewerkt. Enkele richtingen kunnen al wel aangegeven worden, omdat ook deze leiden tot zo laag mogelijke maatschappelijke kosten.

Deur open voor private financiering

Private financiering (zoals door banken, verzekeraars of pensioenfondsen) is voor de eerste fases van het project onwaarschijnlijk, maar private financiering door middel van participatie met eigen vermogen kan in deze eerdere fases mogelijk wel. Een externe partij wordt daarmee mede-eigenaar van het project. De meest logische kandidaten hiervoor zijn de mogelijke opdrachtnemers voor het project. Het aandeel private financiering via een eventuele participatie in de beleidsdeelneming zal waarschijnlijk relatief beperkt zijn ten opzichte van de totale kosten. In een later stadium, bijvoorbeeld na de bouw van de nieuwe kerncentrales, kan private financiering mogelijk wel worden aangetrokken. Daarmee kan dan een deel van de publieke financiering worden 'geherfinancierd'. In de uitwerking van het GSP wordt deze mogelijkheid behouden.

Eigen vermogen en leningen

Publieke financiering tijdens de bouw kan zowel via een eigen vermogensstorting in de overheidsdeelneming die de kerncentrale bouwt, als via schuldfinanciering (een lening aan de deelneming) plaatsvinden. Beide instrumenten betreffen investeringen. Bij een eigen vermogensstorting wordt rendement verwacht in de vorm van dividend, bij schuldfinanciering zijn er schuldverplichtingen in termen van aflossing en rente. Het rapport van KPMG laat zien dat een verhouding van 40% eigen vermogen en 60% lening resulteert in de meest efficiënte financieringsstructuur (laagste project- LCOE), en daardoor een (sterk) verminderde noodzaak van prijsondersteuning gedurende de operatie. Voor deze verhouding tussen eigen vermogen en lening is ook gekeken naar

solvabiliteitsvraagstukken. Het is daarnaast wenselijk om in te zetten op de mogelijkheid om de lening terug te betalen uit de elektriciteitsinkomsten, zonder dat hier naar verwachting prijssteun vanuit de overheid voor nodig is. Dat voorkomt het onnodig circuleren van middelen tussen de staat en de op te richten deelneming.

Rente

Lagere financieringslasten kunnen worden gerealiseerd door tijdens de bouw geen rente te vragen over de overheidslening, waardoor het effect van gekapitaliseerde rente in combinatie met een lange bouwtijd wordt vermeden. Dit instrument kent een precedent bij het Tsjechische nieuwbouwprogramma, dat door de Europese Commissie op het gebied van staatssteun goedgekeurd is, en is mogelijk ook bruikbaar voor het Nederlandse GSP. Na de bouw kan dan wel een rente gevraagd worden over de overheidslening. In de doorrekening is KPMG uitgegaan van de rente op staatsobligaties + 1 procentpunt, dit is ook in lijn met de Tsjechische casus.

Impact op staatsschuld en begrotingssaldo

Daarnaast is het, bij de verdere uitwerking van het GSP, belangrijk oog te houden voor de impact van de verschillende scenario's op het EMU-saldo en de EMU-schuld van de staat. Saldo- en schuldrelevantie hangen af van de exacte structurering van de financiering. Het is bijvoorbeeld mogelijk dat de impact van een kapitaalstorting anders is dan schuldfinanciering, waarbij beide een impact hebben op de EMU-schuld, maar er een wisselend effect is op het EMU-saldo, afhankelijk van de businesscase en uiteindelijke structurering van het GSP. De uiteindelijke beoordeling hiervan is aan CBS/Eurostat. De impact op EMU-saldo en -schuld is geen op zichzelf staand doel, maar kan relevant zijn in de verdere afweging.

Contract-for-Difference

Een redelijk rendement door de op te richten beleidsdeelneming is op termijn vereist zodat zij aan haar financiële verplichtingen kan voldoen. Hierom is het wenselijk om gedurende de operationele fase een prijssteuninstrument achter de hand te hebben. Dit zal de vorm van een *Contract-for-Difference* (CfD) aannemen. Met een CfD wordt een *strike price* afgesproken, bij een elektriciteitsprijs onder deze *strike price* wordt het verschil aangevuld vanuit de overheid. Bij een elektriciteitsprijs boven deze *strike price* wordt het verschil afgeroomd. Hiermee worden ook overwinsten voorkomen. Bij een verhouding van 40% eigen vermogen en 60% lening laat het KPMG-rapport zien dat, als gevolg van de relatief lage financieringslasten, er geen uitgaven noodzakelijk zijn onder de CfD. Uiteraard is dit afhankelijk van (zeer) lange termijn verwachtingen, die in de praktijk kunnen veranderen.

Ontmanteling

De vergunninghouder is verantwoordelijk voor het ontmantelen van de reactor en de financiering daarvan. De ontmanteling van de kerncentrales wordt in de meeste gevallen bekostigd door een ontmantelingsfonds dat door de vergunninghouder gedurende de operationele fase van een kerncentrale moet worden opgebouwd. Aangezien dit fonds de eerste periode niet volledig opgebouwd is, moet een aanvullende voorziening worden getroffen door de vergunninghouder voor het geval de ontmanteling eerder plaatsvindt. De details van een dergelijke voorziening zullen integraal onderdeel uitmaken van de uitwerking van het GSP.

Conclusie

Het kabinet stelt een GSP voor dat uitgaat van volledig publieke financiering in de eerste fase van het project en sluit daarbij de optie voor private financiering (vanuit de kapitaalmarkt, of vanuit de opdrachtnemer voor het project) op een later moment niet uit. In de verdere uitwerking wordt op basis van de conclusies uit het KPMG-rapport uitgegaan van een eigen vermogensstorting van 40% van de investeringskosten en een overheidslening van 60% van de investeringskosten. Uitgangspunten zijn daarbij de continuïteit van de deelneming en het zo laag mogelijk houden van de rente op de overheidslening, om niet onnodig de projectkosten op te drijven. Daarnaast zal een *Contract-for-Difference* worden uitgewerkt, ook als dat slechts als vangnet dient en er geen prijsondersteunende uitgaven voorzien worden. Het uitgangspunt van een overheidsgarantie bij een eventuele vroegtijdige ontmanteling wordt ook verder uitgewerkt.

1.3 Planning en risico's

Het hiervoor beschreven voorstel voor het GSP is niet hetzelfde als het investeringsbesluit. Het investeringsbesluit wordt verwacht bij het tekenen van het contract voor de bouw van de kerncentrales. Dit voorstel voor het GSP is het startschot voor de verdere uitwerking, parallel aan en in interactie met het inkoopproces en het staatssteuntraject bij de Europese Commissie. Door nu richting te bepalen voor de verdere uitwerking van het GSP, wordt voortgang behouden in het staatssteuntraject met de Europese Commissie. Goedkeuring van de Europese Commissie op de staatssteunaspecten van het GSP is noodzakelijk voordat er een definitieve investeringsbeslissing genomen kan worden. Het behoud van voortgang is wenselijk gezien de steun en positie van de Kamer om de kerncentrales zo snel mogelijk te bouwen.

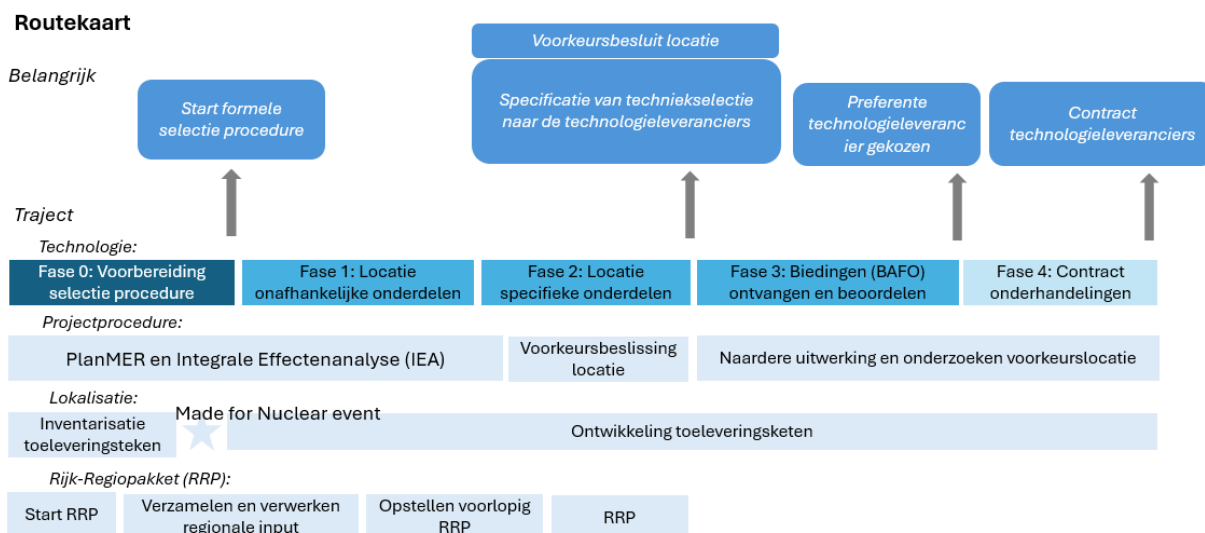
2. Werkspoor inkoopproces

2.1 Doel

Het kabinet voorziet een inkoopproces om tot een opdrachtnemer voor het project te komen. Dit inkoopproces omvat veel meer dan het product zelf, de twee kerncentrales. De opdrachtnemer wordt óók de projectontwikkelaar die, samen met de op te richten beleidsdeelneming NEO NL, de bouw zal uitvoeren en de partner die betrokken blijft tijdens de gehele levensduur van de centrale. Het kabinet zoekt in de opdrachtnemer dus een partner, die tijdens de bouw de onzekerheden en risico's samen beheert, die tijdens de operationele fase (gedurende ten minste 60 jaar) ondersteunt en die naderhand ter zijde staat bij een veilige ontmanteling van de kerncentrales. Dit is een zeer omvangrijke, langlopende verbintenis die het kabinet niet lichtzinnig aan wil gaan. Het zorgvuldig inrichten van het inkoopproces om zo uit te komen bij de juiste partner voor Nederland is daarom zeer belangrijk.

2.2 Samenloop met parallelle werksporen

De samenloop tussen het inkoopproces en de andere trajecten, zoals de locatiekeuze, het Rijk-Regiopakket en de financiering (met inbegrip van het GSP), is op dit moment als volgt voorzien:



2.3 Stand van zaken vormgeving inkoopproces

Het kabinet beoogt bij de vormgeving van de inkoopprocedure snelheid te behouden én de beperking van risico's in acht te nemen. Daarom voorziet het kabinet een inkoopprocedure die competitief, gefaseerd en flexibel is. Ook voorziet het kabinet een inkoopprocedure waarin het mogelijk is om met de deelnemers in samenwerking over de opdracht en de daaraan te stellen voorwaarden te werken, vroegtijdig project-specifieke risico's te identificeren en mitigeren en zo de gemaakte snelheid te behouden. Het kabinet voorkomt hiermee dat de deelnemers op het einde niet kunnen voldoen aan de door de staat gestelde voorwaarden terwijl alternatieven mogelijk waren geweest. Het kabinet zet daarbij in op een gefaseerde inrichting, waarbij de inkoopprocedure wordt gestart terwijl parallel de locatiekeuze wordt afgerond. Om te verkennen of de deelnemers met de voorziene opzet van de inkoopprocedure kunnen instemmen, organiseert de staat met hen een gesloten marktconsultatie.

Fasering

De beoogde inkoopprocedure wordt onder meer gekenmerkt door de volgende aspecten:

- **Dialoog:** in het voorziene overleg met de deelnemers worden de initiële voorwaarden aan de opdracht besproken, voordat deze uiteindelijk worden vastgelegd in een specificatie. Het doel is om specifieke risico's en eisen gedurende het proces te verkennen zodat het inkoopproces maximaal succesvol kan zijn en geen van de deelnemers onbewust zal worden uitgesloten.
- **Gefaseerd:** de inkoopprocedure zal gefaseerd worden opgebouwd. Parallel wordt het locatieonderzoek afgerond en wordt een keuze gemaakt voor de uiteindelijke locatie. Deelonderwerpen zullen gefaseerd behandeld worden in het inkoopproces. Hierdoor wordt er niet gewacht tot alles klaar is en kan de inkoopprocedure sneller doorlopen worden.

- *Interactie*: parallel aan het inkoopproces, wordt een locatiebesluit, een Rijk-Regiopakket en het GSP voorbereid. Op verschillende momenten kunnen deze trajecten interacteren met het inkoopproces.

Op dit moment wordt de gefaseerde aanpak verder ontwikkeld waarbij het kabinet momenteel bezig is met het uitwerken van deze strategie en het opstellen van het bijbehorende programma van eisen en gunningscriteria. Hier komt het kabinet op terug in de volgende voortgangsbrief.

Samenhang met inkoopproces derde en vierde kerncentrale

Het inkoopproces wordt tot nu toe ingericht op het bouwen van twee nieuwe grootschalige kerncentrales in Nederland. Het voornemen van het kabinet is echter om uiteindelijk vier kerncentrales te bouwen. Daarom stelt het kabinet voor om in dit inkoopproces een optie op te nemen voor de bouw van twee additionele kerncentrales. Als in de toekomst dan een tweede locatie bekend is, kan door het huidige inkoopproces uit te breiden de derde en vierde grootschalige kerncentrale worden gebouwd. Dit heeft verschillende voordelen. Zo hoeft er geen nieuw inkoopproces te worden gestart, waarmee tijd wordt gewonnen. Daarnaast is het opnemen van de optie voor twee extra centrales ook een kans om over de gehele linie, dus ook voor de eerste twee centrales, te proberen een betere prijs af te spreken. Het kabinet gebruikt de komende tijd om (juridische) analyses uit te voeren hoe dit het beste opgenomen kan worden in het inkoopproces.

2.3 Planning en risico's

Het kabinet heeft tot nu toe, en bij de inrichting van het vervolgproces, constant de snelheid van het traject voor ogen gehad. Uiteraard met inachtneming van de risico's en kosten die met het traject gemoeid zijn. Zo heeft het kabinet eerder besloten om de technische haalbaarheidsstudies uit te voeren vooruitlopend op de locatiekeuze. In de opgestelde en op te stellen planningen wordt uitgegaan van de inzet van mogelijke versnellingsopties (deze zullen later bevestigd moeten worden) om de huidige tijdslijn te bewaken.

Het kabinet voorziet bijvoorbeeld dat vóór het afgeven van de uiteindelijke vergunning, omkeerbare werkzaamheden (zoals het ophogen van de platformhoogte en het uitgraven van de bouwput), op de locatie kunnen worden uitgevoerd. Daarnaast kan het kabinet overwegen de reactorvaten en andere complexe producten (zogeheten *long-lead items*) voor de finale investering al te bestellen. Het kabinet blijft deze aanpak hanteren gedurende het vervolgproces. Een duidelijk voorbeeld hiervan is de keuze voor een gefaseerde uitvoering van de inkoopprocedure voor een snellere doorlooptijd, zoals hierboven beschreven staat. In de Kamerbrief van 16 mei 2025⁶ is nog een aantal voorbeelden genoemd van versnellingsopties die dan, met de op dat moment beschikbare kennis, ook in overweging genomen worden.

Grondonderzoeken

Om tot een goed bod te kunnen komen zijn deelnemers afhankelijk van locatiespecifieke informatie. Voor sommige locaties, zoals de locatie Borssele, is al specifieke informatie beschikbaar uit eerdere onderzoeken. Dit geldt niet voor alle locaties. Deze informatie kan deels verkregen worden met behulp van de grondonderzoeken die op locatie moeten worden uitgevoerd. Deze

⁶ Kamerstukken II 2024/25, 32645, nr.156.

grondonderzoeken zijn niet nodig voor de locatiekeuze en vinden normaliter later, na de locatiekeuze, plaats.

Door de grondonderzoeken eerder uit te voeren kan tijd worden bespaard. Een keuze hiervoor kan tot consequentie hebben dat het onderzoek voor meerdere locaties uitgevoerd moet worden en dat het uitgevoerde onderzoek op de afgevalen locaties niet wordt gebruikt voor het nieuwbouwproject kernenergie. De eerste stap is het analyseren van de al beschikbare informatie voor elke locatie en vervolgens beoordelen of het nuttig is aanvullende informatie met grondonderzoeken vroegtijdig te verkrijgen. Op basis van deze analyse zal een zorgvuldig proces met alle betrokkenen worden ingericht, waaronder in ieder geval grondeigenaren en gemeenten, om hierin de juiste afwegingen te kunnen maken. Hierna wordt een beslissing genomen over het al dan niet uitvoeren van deze grondonderzoeken voordat de locatiekeuze gemaakt is.

3. Locatiekeuze

3.1 Doel

Binnen de projectprocedure wordt gewerkt aan de voorbereidingen van de (ontwerp-)Voorkeursbeslissing. Hiervoor wordt een plan-MER en een Integrale Effectenanalyse (IEA) opgesteld.

3.2 Stand van zaken

Het kabinet werkt door aan de projectprocedure ten behoeve van de locatiekeuze. De onderzochte gebieden zijn Eemshaven, Maasvlakte II, Sloegebied en Terneuzen. Op dit moment wordt gewerkt aan de verwerking van uitkomsten van de vorige fase. Op de concept-Notitie Reikwijdte en Detailniveau (cNRD) zijn ruim 500 reacties binnengekomen. Deze reacties zijn van zowel voorstanders als tegenstanders van kernenergie, en ook breed vanuit de bevolking en diverse instanties, zowel nationaal als internationaal. Op dit moment wordt de Reactienota op de cNRD opgesteld, waarin wordt gereageerd op de adviezen en reacties die zijn ontvangen. Deze reactienota zal samen met de definitieve NRD worden gepubliceerd. Daarnaast is een advies op de cNRD van de Commissie mer verkregen in september 2025. Hoe de adviezen van de Commissie mer, maar ook die van de reacties op de cNRD, worden meegenomen en verwerkt, lichten we toe in de definitieve NRD. Parallel aan het verwerken van deze reacties en adviezen is het locatieonderzoek gestart.

Daarnaast worden op dit moment alle relevante onderzoeken voor het plan-MER en voor de Integrale Effectenanalyse uitgevoerd. De inzichten uit de reacties op de cNRD en van de Commissie mer hebben onze onderzoeksvragen en -doelstellingen aangescherpt. Na afronding van de onderzoeken wordt de Kamer geïnformeerd over de resultaten.

3.3 Planning en risico's

Het kabinet werkt momenteel toe naar twee deadlines:

- De definitieve NRD: de ambitie is om deze in december 2025 gereed te hebben.
- De ontwerp-voorkeursbeslissing, inclusief plan-MER en IEA: de ambitie is om deze halverwege 2026 gereed te hebben, zodat direct na de zomer de ontwerp-voorkeursbeslissing ter inzage gelegd kan worden.

4. Rijk-Regiopakket

4.1 Doel

Door de grote en langjarige impact van de bouw van kerncentrales streeft het kabinet gezamenlijk met de provincie en lokale overheden naar een pakket van maatregelen voor de regio waarin de kerncentrales gebouwd worden.

4.2 Stand van zaken

Op 28 juli jl. heeft de heer Knops zijn tweede advies uitgebracht sinds zijn aanstelling als gebiedsverbinder Kernenergie in Zeeland. Dit advies bouwt voort op zijn eerdere bevindingen van december 2024, waarover de Kamer op 29 januari 2025 is geïnformeerd⁷. Zijn tweede advies bevat aanbevelingen die door het kabinet, de gemeenten Borsele, Terneuzen en Vlissingen en provincie Zeeland accuraat worden geacht en gezamenlijk uitgewerkt zullen worden. Die aanbevelingen zijn:

1. Informeren van nog niet (direct) betrokken regionale (overheids)partijen.

De partijen achten het van belang dat alle gemeenten die effecten van de bouw kunnen ondervinden betrokken worden bij het locatieonderzoek en het Rijk-Regiopakket. Zodra duidelijk wordt wat de definitieve locatie voor de kerncentrales wordt, zal worden gekeken of de bezetting van het kernteam voor het Rijk-Regiopakket aangepast moet worden. Bij het locatieonderzoek voor de nieuw te bouwen kerncentrales kijkt het kabinet breder naar waar effecten worden voorzien. Om deze resultaten te delen en af te stemmen organiseert het ministerie van Klimaat en Groene Groei daarom ook overleggen in bredere samenstellingen van regionale en nationale overheden.

2. Vormen van gemeenschappelijke informatiebasis ter input van het proces Rijk-Regiopakket.

Het proces van het Rijk-Regiopakket en de participatietrajecten lopen (deels) parallel aan de projectprocedure en de inkoopprocedure. Met de partijen uit het kernteam worden de tijdslijnen van de verschillende sporen naast elkaar gelegd om een gemeenschappelijk beeld te creëren over welke informatie op welk moment beschikbaar is. Uiteraard zal ook besproken worden hoe deze informatie met alle betrokkenen gedeeld kan worden, waarbij rekening gehouden moet worden met de belangen van de regio en het Rijk.

3. Afstemmen van de participatietrajecten en bijbehorende verwachtingen.

Er lopen verschillende participatietrajecten met specifieke doelen. Het Rijk is met alle regionale en lokale overheden die in de projectprocedure onderzocht worden in gesprek. Op deze manier kan de informatie die wordt opgehaald worden meegenomen in de afweging voor de ontwerp voorkeursbeslissing. De Zeeuwse medeoverheden doorlopen een participatietraject om kansen en voorwaarden te formuleren die, indien de kerncentrales in Zeeland komen, worden benut als input voor het Rijk-Regiopakket.

Ook blikte de heer Knops terug op zijn eerste advies en de vier aanbevelingen die daarin zijn benoemd. Het kabinet heeft toegezegd uiteen te zetten op welke wijze invulling gegeven wordt aan het advies om de gezamenlijke stuurgroep van Rijk en regio in te richten, om samenhang op Rijksniveau te waarborgen. In de Kamerbrief van 29 januari jl. is aangegeven dat het uitgangspunt daarbij is om gebruik te maken van bestaande overlegstructuren om extra bestuurlijke drukte te voorkomen. Hiermee heeft het kabinet invulling gegeven aan de motie-Grinwis⁸.

⁷ Kamerstukken II 2024/25, 32 645, nr. 134

⁸ Kamerstukken II 2024/25 32 645, nr. 109

De noodzaak tot samenhangende besluitvorming wordt breed onderschreven en gaat over drie onderwerpen:

- De ruimtelijke puzzel van projecten: op projectniveau concurreren verschillende initiatieven in potentie om dezelfde fysieke- en milieuruimte. Onder leiding van de provincie Zeeland zijn verschillende ruimtelijke ateliers gehouden waarin alle projecten op de kaart zijn gezet. Besluitvorming vindt plaats op basis van integrale beelden. Voor de projecten waar de ruimtelijke inpassing onder de bevoegdheid valt van de minister van KGG, worden de besluiten in samenhang voorbereid. Dit geldt bijvoorbeeld voor de projecten nieuwbouw kerncentrales, het programma VAWOZ en 380 kV Zeeuws-Vlaanderen. Als er knelpunten tussen keuzes dreigen, treden betrokken bestuursorganen hierover met elkaar in overleg.
- Rijk-Regiopakket. Voor de regio is het van belang om breed met het Rijk afspraken te maken over de voorwaarden waaronder kerncentrales gebouwd kunnen worden en over de borging daarvan in de jaren tot en met bouw. Dit beslaat vele beleidsterreinen zoals woningbouw, veiligheid, onderwijs en gezondheidszorg. Daarom leggen we als onderdeel van het Rijk-Regiopakket de wijze van de integrale aanspreekbaarheid van het Rijk vast. Ook is binnen de brede nucleaire overlegstructuur van het Rijk een werkgroep opgericht voor de totstandkoming van het Rijk-Regiopakket, zodat kabinetsbrede afspraken mogelijk zijn. Het Bestuurlijk Overleg Grootchalige Energietransitie en Leefkwaliteit Zeeland (BO GELZ) functioneert hiermee als de gewenste stuurgroep voor het Rijk-Regio pakket.
- Toekomstperspectief Zeeland 2050: de provincie Zeeland heeft het initiatief genomen om te komen tot een toekomstperspectief voor Zeeland in 2050. Hiervoor heeft Zeeland een informeel werkverband ingesteld waarin departementen en overheden afstemming zoeken om invulling en uitwerking te geven aan dit perspectief. Dit biedt de mogelijkheid om de afspraken over de voorwaarden waaronder kerncentrales mogelijk gebouwd worden, af te stemmen met de bredere sociaaleconomische beleidsontwikkelingen voor Zeeland.

3.3 Planning en risico's

Het kabinet heeft op 4 september jl. een eerste inhoudelijke reactie op de Borselse en provinciale voorwaarden aangeboden aan de regio. De Zeeuwse overheden benutten deze reactie in de participatietrajecten die nu lopen om voorwaarden op te stellen of aan te scherpen voor de bouw van de kerncentrales. Eind dit jaar zal de gebiedsverbinder de balans opmaken van alle informatie en gesprekken die gevoerd zijn over deze voorwaarden.

Parallel aan het voorbereiden van de voorkeursbeslissing (locatiebesluit) stellen de overheden een voorlopig Rijk-Regiopakket voor Zeeland op, als de voorkeurslocatie in Zeeland ligt. Als een andere locatie dan een Zeeuwse locatie wordt aangewezen, zal er meer tijd nodig zijn om tot een Rijk-Regiopakket te komen. De andere regio's naast Zeeland worden inmiddels ook ondersteund om kennis op te bouwen over de mogelijke komst van de kerncentrales en om lokale en regionale kennis in te brengen voor een goed en zorgvuldig participatieproces.

5. Vervolg

Met de vaststelling van de contouren van het *Gouvernement Support Package* zet het kabinet een significante stap richting de realisatie van de nieuwe kerncentrales. Uiteindelijk draagt deze stap bij aan het robuuster maken van het

energiesysteem en aan het vergroten van de strategische onafhankelijkheid van Nederland. De eerstvolgende mijlpalen in de voorbereiding van de bouw van de kerncentrales zijn de oprichting van beleidsdeelneming NEO NL, de start van de 'locatie-onafhankelijke' fase van het inkoopproces en de publicatie van de nota Reikwijdte en Detailniveau (als volgende stap richting het komen tot een voorkeursbeslissing voor de locatie). De progressie op deze onderdelen en de voortgang van het staatssteuntraject met de Europese Commissie staat centraal in de volgende Voortgangsbrief nieuwbouw kernenergie.

Sophie Hermans
Minister van Klimaat en Groene Groei

Project Split

Managementsamenvatting
Government Support Package

6 oktober 2025

Afkortingen en definities

ANVS	Autoriteit voor Nucleaire Veiligheid en Stralingsbescherming
Businesscase	Financiële en strategische veronderstellingen van het project
Capex	Kapitaaluitgaven
CfD	Contract for Difference (Overeenkomst voor elektriciteitsprijs)
COD	Commercial Operations Date
DSCR	Debt Service Coverage Ratio
EBITDA	Earnings Before Interest, Taxes, Depreciation, and Amortisation
EC	Europese Commissie
ECA	Exportkredietverzekeraars
EDM	Electricity Market Design
EMU	Europese Monetaire Unie
EPC	Engineer, Procure, Construct
Etara	Etara Partners Ltd
FID	Final Investment Decision
GSP	Government Support Package
IRR	Internal Rate of Return
KGG	Ministerie van Klimaat en Groene Groei
LCOE	Levelized Cost of Energy
Marktprijs	Groothandelsprijs vanuit het perspectief van de kerncentrale
MW	Megawatt
NPP	Nuclear Power Plant
O&M	Exploitatie en onderhoud
OECD	Organisation for Economic Co-operation and Development
Opex	Operationele uitgaven
PPA	Power Purchase Agreement (Overeenkomst voor elektriciteitsafname)
RAB	Regulated Asset Base (Overeenkomst voor inkomsten)
RoE	Rendement op eigen vermogen
SD	Senior Debt
SOE	State-owned enterprise (staatsdeelneming)
SPV	Special Purpose Vehicle
Strike Price	Uitoefenprijs

KPMG's heeft de opdracht gekregen advies te verlenen ten aanzien van de ontwikkeling van een voorkeurs-GSP

Het Ministerie van Klimaat en Groene Groei ("KGG") heeft KPMG gevraagd haar te ondersteunen in relatie tot de financiering en benodigde overheidssteun voor de bouw van twee kerncentrales

- KPMG is in samenwerking met Etara Partners Ltd ("Etara") gevraagd advies te geven over de financieringsstructuur en het benodigde Government Support Package ("GSP"). Specifiek ziet het advies toe op de volgende onderwerpen:
 - **Strategische ondersteuning:** strategisch advies over de opzet van de financieringsstructuur, waarbij gebruik wordt gemaakt van *lessons learned* uit vergelijkbare nieuwbouwprojecten voor kernenergie. Dit omvat advies over:
 - Belangrijke stappen en mijlpalen, analyse van de relatie tussen de financieringsstructuur en het technologieselectieproces (aanbesteding), risicoanalyses en het bieden van eerste inzichten in potentiële contractuele overeenkomsten tussen partijen.
 - De totstandkoming van een afwegingskader dat KGG ondersteunt bij het evalueren en vergelijken van verschillende inkomsten- en financieringsmodellen.
 - **Kwantitatieve beoordeling van de financieringsstructuren op projectniveau:** KPMG heeft een financieel model ontwikkeld voor het project, op basis waarvan:
 - Scenario- en sensitiviteitsanalyses zijn uitgevoerd die gebruikt worden bij het besluitvormingsproces, waaronder de staatssteunprocedure.
 - Een evaluatie van verschillende financieringsopties uitgevoerd is, waarbij voor- en nadelen van deze opties inzichtelijk zijn gemaakt.
 - **Kwantitatieve beoordeling van de financieringsstructuren op overheidsniveau:** KGG heeft gevraagd om de impact van verschillende financieringsstructuren op de overheid inzichtelijk te maken.
 - Dit omvat het evalueren van opties zoals subsidies, garanties en directe investeringen, en het beoordelen van de langetermijneffecten van deze instrumenten op de overheidsbegroting.

KPMG heeft de werkzaamheden gestructureerd in vijf werkstromen

1. **Optieanalyse:** Beoordeling van projectstructuren en financieringsmodellen voor kernenergieprojecten.
2. **Afwegingskader:** Ontwikkeling van een kader waarmee verschillende opties voor het GSP kunnen worden geëvalueerd en vergeleken.
3. **Strategische ondersteuning:** Strategisch advies ter ondersteuning van interdepartementale besluitvorming.
4. **Modellering:** Ontwikkeling van twee financiële modellen: één voor de financiële analyse op projectniveau en één voor het inzichtelijk maken van de impact op de overheidsbegroting.
5. **Ondersteuning bij staatssteunprocedures**
 - Gedurende het traject heeft KPMG regelmatig workshops georganiseerd ter ondersteuning van afstemming met en tussen stakeholders, bewaking van de voortgang en documentatie van tussentijdse keuzes.
 - KPMG acht het toepassen van *lessons learned* uit vergelijkbare internationale projecten van belang. Daarom is in dit traject gebruik gemaakt van de expertise binnen het bredere KPMG-netwerk op gebied van kernenergieprojecten. Daarnaast heeft Etara aanvullende ondersteuning geboden, gebaseerd op hun diepgaande kennis van nucleaire-ontwikkelingen in Europa, onder meer via deelname aan workshops en inhoudelijke reviews van dit rapport.

De opdracht van KPMG is beperkt tot het verstrekken van advies met betrekking tot de ontwikkeling van een voorkeurs GSP

- De verantwoordelijkheid voor het delivery model ligt bij KGG en valt expliciet buiten de scope van KPMG. KPMG merkt op dat de keuze voor een Delivery Model invloed kan hebben op het risicoprofiel van de financieringsstructuur (zowel via vreemd- als eigen vermogen) en dat dit zorgvuldig dient te worden beoordeeld.
- De aannames en uitgangspunten in dit Rapport zijn gebaseerd op internationale vergelijkbare projecten en KPMG's expertise. Deze aannames en uitgangspunten dienen nader gevalideerd te worden op basis de uitwerking van het project en een proces van market sounding, met als doel aannames te verfijnen naar de Nederlandse context en 'investor appetite' te toetsen.

Hoofdstuk

Managementsamenvatting

A person wearing a white hard hat and a high-visibility orange safety vest is shown in profile, holding a laptop. The background is a blurred industrial or construction site at dusk or dawn, with warm orange and yellow light from the sky.

Managementsamenvatting

Het Government Support Package voor de ontwikkeling van kerncentrales in Nederland

Introductie van een Government Support Package

- Deze managementsamenvatting geeft een overzicht van het doorlopen proces, bevindingen en aanbevelingen met betrekking tot de bepaling van een GSP. De managementsummary volgt de opbouw zoals opgenomen in de leeswijzer hieronder.
- **Context van dit rapport:** KGG, ondersteund door KPMG en Etara, heeft een voorkeurs-GSP ontwikkeld ter ondersteuning van het Nederlandse nucleaire nieuwbouwprogramma. Dit volgt op uitgebreide haalbaarheidsstudies, marktconsultaties en de keuze van KKG voor het oprichten van NEO NL (Nucleaire Energie Organisatie Nederland, de SOE die verantwoordelijk wordt voor de projectuitvoering).
- **Afwegingskader:** Om de projectstructuur te beoordelen, biedt dit Rapport een gestructureerd afwegingskader waarmee financierings- en inkomstenmodellen kunnen worden beoordeeld op vijf criteria: betaalbaarheid, haalbaarheid, impact op schuld en saldo, Staatscontrole en risicodeling. Verder wordt er aan twee aanvullende randvoorwaarden getoetst: EC-goedkeuring en marktvertrouwen.
- **Optieanalyse:** Dit Rapport bevat inzichten in verschillende financieringsmodellen, zoals publieke en private varianten, en verschillende inkomstenmodellen, zoals RAB, CfD en PPA's.
- **Lessons Learned EU-voorbeelden:** Het Rapport bevat inzichten uit staatssteunbeoordelingen van vergelijkbare nucleaire projecten door de Europese Commissie (EC). Deze voorbeelden onderstrepen het belang van proportionaliteit van de steun en het minimaliseren van marktverstoring.
- **Scenario-analyse:** Drie scenario's zijn geanalyseerd: (I) volledig publieke financiering; (II) Publiek + ECA's; en (III) Publiek + ECA's + Privaat (gedefinieerd als Senior Debt). Gevoeligheidsanalyses onderstrepen de sensitiviteit van de parameters (zoals LCOE en CfD) voor veranderingen in de aannames van de Businesscase.
- **Beoordeelde steunmaatregelen:** Drie maatregelen zijn geëvalueerd: (I) Staatsfinanciering; (II) een CfD; en (III) Staatsgaranties.
- **Aanbeveling:** Op basis van de totale beoordeling adviseren wij het project te starten met volledige publieke financiering in combinatie met een CfD, om betaalbaarheid en continuïteit van de onderneming te waarborgen. De projectstructuur dient dusdanig te worden vormgegeven dat in de toekomst private kapitaalparticipatie mogelijk is.

Context van
dit rapport

.....



..... Afwegingskader



Optieanalyse

.....



..... Lessons Learned
uit EU-voorbeelden



Scenario-
analyse

.....



..... Beoordeelde GSP-
maatregelen en
aanbeveling



Risico's bij de ontwikkeling van kerncentrales vereisen een goed gedefinieerd Government Support Package

Overwegingen voor een GSP bij de ontwikkeling van kernenergie

- Betrokkenheid van de Staat is essentieel tijdens de ontwikkeling- en bouwfase van kerncentrales. Recente initiatieven in Europa, zoals PAKS II (Hongarije), Dukovany 5 (Tsjechië), Lubiatowo-Kopalino (Polen), en Hinkley Point C en Sizewell C (VK), tonen het cruciale belang van staatssteun in een vroeg stadium voor de levensvatbaarheid en voortgang van de projecten.
- Risicofactoren in de eerste fases van nucleaire nieuwbouwprojecten ontmoedigen private investeringen. Deze risico's omvatten:
 - **Politieke- en regulatoire risico's:** Veranderingen in politiek landschap, wet- en regelgeving vormen een aanzienlijk risico dat de haalbaarheid of winstgevendheid van het project kan beïnvloeden. Deze risico's worden versterkt door de lange tijdslijnen van het project.
 - **Onzekerheid van langetermijninkomsten:** Kernenergieprojecten zijn inherent onzeker door hun lange operationele levensduur. Deze onzekerheid wordt versterkt door schommelingen in energieprijzen over tijd. De totale periode en onzekerheid vermindert het vertrouwen van investeerders en bemoeilijkt het opstellen van betrouwbare prognoses.
 - **Technologierisico's:** Hoewel de technologie elders is bewezen, brengt het project implementatierisico's met zich mee omdat in Nederland al lange tijd geen vergelijkbaar project is gerealiseerd. Deze "first-of-a-kind"-status vergroot het risico op onzekerheden in Capex en mogelijke kostenoverschrijdingen.
 - **Kapitaalintensiteit, financiële concentratierisico's en complexiteit:** Het project vereist aanzienlijke initiële investeringen met een hoog bouwrisico door de complexiteit. Dit vergroot de risico's voor private partijen en leidt tot concentratierisico's op de balansen van financiers. Het mitigeren van deze risico's vereist een consortium van meerdere private partijen, wat de financiële structuur van het project complexer maakt.
- Door het risicoprofiel van het project is private financiering in de beginfase beperkt beschikbaar en kostbaar. Het GSP is ontworpen om deze uitdagingen te adresseren via een samenhangend pakket aan maatregelen.

KGG heeft zich ten doel gesteld een voorkeursfinancieringsstructuur en GSP vast te stellen en laat zich hierbij ondersteunen door KPMG en Etera

- KGG is momenteel bezig met de voorbereidende fase van het Nederlandse nucleaire nieuwbouwprogramma. In de afgelopen jaren zijn belangrijke mijlpalen bereikt, waaronder de voltooiing van technische haalbaarheidsstudies, uitgebreide marktconsultaties en de planning voor de (toekomstige) oprichting van Nucleaire Energie Organisatie Nederland (NEO NL), de staatsdeelneming die belast zal worden met de technologieselectie, de ontwikkeling, de constructie, de exploitatie en de ontmanteling van de centrales.
- In de afgelopen maanden heeft KGG zich gericht op de ontwikkeling van een alomvattend GSP om de rol van de Staat bij het bevorderen van het nucleaire nieuwbouwprogramma te definiëren. Deze inspanningen hebben de eerste contouren van het GSP gevormd dat de komende maanden verder zal worden verfijnd door middel van een dialoog met belanghebbenden; onder meer met de EC voor een staatssteuntoets, en zal worden afgestemd op het governance- en delivery model.
- Zoals uiteengezet in het hoofdstuk "*Nuclear Power Plant Project Models*" en de beoordeelde case studies, zijn er tal van mogelijke combinaties van financierings-, inkomsten- en delivery modellen. Elke configuratie van opties heeft zijn eigen voor- en nadelen en specifieke vereisten met betrekking tot de noodzakelijke GSP.
- Bovendien zijn sommige projectmodellen inherent verbonden met een GSP-maatregel. Zo kan de financiering van de kerncentrale via staatsschuld tegen lage rentetarieven zowel een financieringsmodel (als de eigenaar de Staat is) als een GSP-maatregel zijn.
- Er is een voorkeursmodel ontwikkeld voor de financieringsstructuur van de kerncentrale, inclusief een voorkeurs GSP-pakket.
- In een reeks workshops zijn de opties, bijbehorende afwegingen en staatssteuncompatibiliteit besproken. Ter ondersteuning van de modelkeuze is een afwegingskader opgesteld, gericht op de belangrijkste parameters ("*Integrated Decision-Making framework*").
- Daarnaast is een financieel model ontwikkeld om kwantitatief inzicht te geven in de Businesscase in verschillende scenario's, inclusief de bijbehorende GSP-vereisten.

De verschillende financierings- en inkomstenmodellen zijn beoordeeld op basis van het afwegingskader

De volgende criteria van het afwegingskader dienen als leidraad voor de beoordeling van de verschillende projectmodellen

Afwegingskader	
Criteria	Beschrijving
Impact op schuld en saldo	De impact op de schuld en het saldo van de Staat tijdens de bouw- en exploitatiefase. Dit omvat zowel de impact uit hoofde van het financierings- als het inkomstenmodel bij het ondersteunen van respectievelijk de noodzakelijke investerings- en exploitatiefase.
Betaalbaarheid	Betaalbaarheid heeft betrekking op de absolute kosten van het project. Dit wordt gemeten op basis van de LCOE.
Haalbaarheid	Haalbaarheid en tijdigheid van financiering, inclusief schaalbaarheid voor toekomstige centrales.
Staatscontrole	De mate van flexibiliteit waarmee de Staat de besluitvorming in de leverende entiteit kan controleren en kan reageren op veranderingen in politieke voorkeuren. Het gaat hierbij om het in kaart brengen van de relevante stakeholders, zoals ministeries, private investeerders en operationele bedrijven, en het gaat om de verdeling van zeggenschap en de beslissingsbevoegdheid.
Risicodeling	De financiële risico's kunnen worden verdeeld tussen de Staat, (particuliere) investeerders en de technologie leverancier. Het gaat hierbij met name om de bouw- en inkomstenrisico's, en de mogelijke afwijkingen van de voor de Staat te verwachten budgetreeks, en hoe deze zoveel mogelijk kunnen worden geminimaliseerd.
Randvoorwaarden^(a)	EC-goedkeuring en marktvertrouwen

Noot: (a) Het afwegingskader bestaat uit twee randvoorwaarden waaraan voldaan moet worden: (1) EC-goedkeuring; en (2) marktvertrouwen. Dit zijn uitgangspunten die niet leiden tot keuzes tussen de verschillende projectstructuren en GSP-opties

De verschillende projectmodellen (opties van inkomsten- en financieringsmodel) zijn beoordeeld langs de as van het afwegingskader

- Het afwegingskader bestaat uit vijf criteria en twee randvoorwaarden.
 - De criteria worden gedefinieerd als de principes aan de hand waarvan de verschillende kernenergieproject- en GSP-opties kunnen worden geëvalueerd. Ze worden gebruikt om de geschiktheid van de opties voor de voorkeur van de Staat te meten, te vergelijken en te bepalen.
 - De randvoorwaarden daarentegen zijn voorwaarden of vereisten waaraan moet worden voldaan. Dit zijn uitgangspunten die niet leiden tot keuzes tussen de verschillende project- en GSP-opties, anders dan het bepalen of een pakket acceptabel is of niet.

De beoordeling van de financieringsmodellen heeft ertoe geleid dat bepaalde opties zijn uitgesloten, terwijl andere opties verdere analyse langs de as van het afwegingskader behoeven

- KPMG heeft de volgende financieringsmodellen beoordeeld, zijnde publiek, ECA, privaat, technologieleverancier en 'Owner-led' (subsectie: *'Financing Models'*).
- 'Owner-led financing' (door bijvoorbeeld een grote energie producent) is niet waarschijnlijk in de Nederlandse context. Financiering door technologie leveranciers (Vendor financing) is beperkt door verminderde beschikbaarheid van vendor kapitaal.
- Verdere beoordeling tussen publiek-, ECA- en private financiering vereist een beoordeling langs de as van het afwegingskader, zoals verder wordt toegelicht op de volgende pagina's.

De inkomstenmodellen zijn geëvalueerd aan de hand van het afwegingskader, wat heeft geresulteerd in de selectie van een voorkeursmodel op basis van de beoordeelde criteria

- KPMG beoordeelde de volgende inkomstenmodellen: RAB, PPA en CfD (subsectie: *'Revenue Models'*).
- Modellen zoals in het Mankala-project zijn als niet toepasbaar beschouwd in de Nederlandse context en niet levensvatbaar vanwege het ontbreken van een markt voor grote afnemers. Als gevolg hiervan is dit model niet beoordeeld.
- De overige modellen, zoals RAB, CfD en PPA, zijn op de volgende pagina's verder beoordeeld langs de as van het afwegingskader.

Betaalbaarheid is de belangrijkste parameter die publieke en private financiering onderscheidt

Afwegingskader

- Voor het financieringsmodel van het project zijn verschillende scenario's (publiek en privaat) geëvalueerd langs de as van het afwegingskader (subsectie: *'financing models'*). In de tabel aan de rechterkant wordt onder private financiering verwezen naar zowel ECA's als wel het verstrekken van een Senior Debt faciliteit door overige private financiers.
- Impact op schuld en saldo: De budgettaire impact van private financiering hangt af van de structurering van benodigde staatsgaranties. Aangezien een beperkte risico-overdracht naar private kapitaalverschaffers verwacht wordt (als gevolg van vergaande staatsgaranties), is verondersteld dat garanties mogelijk EMU-schuld relevant zijn. ^(a) De precieze impact van het aantrekken van private financiering op de begroting van de Staat dient nader te worden onderzocht. Hierdoor is dit criteria op dit moment nog geen onderscheiden factor in de structurering.
- **Betaalbaarheid (LCOE):** Dit is de **meest onderscheidende parameter**. Verschillen in kapitaalkosten tussen publieke- en private financiering, als gevolg van lagere rente en rendementsvereisten voor respectievelijk publieke financiering en eigen vermogen, resulteren consequent in een lagere LCOE ten opzichte van private financiering. KGG heeft aangegeven betaalbaarheid een belangrijk criterium te vinden in de afweging.
- **Haalbaarheid:** Dit criterium heeft ertoe bijgedragen dat onhaalbare opties, zoals volledige private financiering vanaf het begin, zijn uitgesloten. Andere scenario's zijn ontwikkeld, variërend van volledige publiek tot combinaties van publieke- en private financieringen. Deze combinaties worden haalbaar geacht, mits er een door de markt geaccepteerde GSP beschikbaar is.
- **Staatscontrole:** De Staat behoudt vóór COD strategische controle via een volledig- of meerderheidsbelang, waardoor deze parameter geen onderscheid maakt tussen de verschillende financieringsopties.
- **Risicodeling:** Private financiering vereist doorgaans vergaande staatsgaranties, waardoor risico-overdracht via het financieringsmodel waarschijnlijk beperkt is en deze parameter geen onderscheid maakt. Risicodeling kan via het delivery-model mogelijk worden gerealiseerd.

Noot: (a) De EMU-impact van eigen vermogen stortingen, leningen en garanties hangt af van de manier waarop ze zijn gestructureerd, met name of ze kwalificeren als financiële transacties en de waarschijnlijkheid van terugbetaling of inwerkingtreding van garanties.

Beoordeling van private- en publieke financiering via het afwegingskader		
Criteria	Private financiering	Publieke financiering
Impact op schuld en saldo	Private financiering kan EMU-impact verlagen bij voldoende risico-overdracht, maar staatsgaranties beperken dit naar verwachting. Vereist nadere beoordeling.	Effect op EMU-schuld en -saldo hangt af van type publieke financiering. Financiering via schuld heeft mogelijk minder impact dan eigen vermogen stortingen. Vereist nadere beoordeling.
Betaalbaarheid	Hogere kosten door rente en vereist rendement. Lange bouwfase verhoogt gekapitaliseerde rente. ECA's zijn goedkoper dan private financiering (senior debt), maar duurder dan publieke financiering.	Lagere financieringskosten door kredietwaardigheid van de overheid.
Haalbaarheid	Private financiering vanaf de start is onrealistisch door hoog risico, maar wellicht mogelijk met vergaande garanties. In later stadium kan wellicht wel private financiering aangetrokken worden. ECA's zijn eerder beschikbaar dan andere private financiering	Overheidsfinanciering is volledig haalbaar in alle beoordeelde scenario's.
Staatscontrole	De Staat blijft in alle realistische scenario's meerderheid/volledig eigenaar, zelfs met betrokkenheid van private financiering.	De Staat blijft in alle realistische scenario's meerderheid/volledig eigenaar, zelfs met betrokkenheid van private financiering.
Risicodeling	Private financiering vereist uitgebreide staatsgaranties, vooral tijdens de ontwikkeling en de bouw.	De Staat draagt de meeste risico's in de vroege fasen. Risicodeling mogelijk via delivery model.

Haalbaarheid is de belangrijkste parameter voor het onderscheid tussen de inkomstenmodellen

Afwegingskader (vervolg)

- Voor het inkomstenmodel van het project zijn RAB, CfD en PPA's geëvalueerd (subsectie: 'Revenue Models') langs de as van het afwegingskader. Van de criteria in het afwegingskader is de haalbaarheid het meest doorslaggevend gebleken.
 - **Impact op de schuld en het saldo:** Het RAB-model biedt inkomsten tijdens de bouw en verlaagt de behoefte voor financiering tijdens de bouw doordat gekapitaliseerde rente beperkt wordt. CfD en PPA genereren geen inkomsten tijdens de bouw, wat de budgettaire blootstelling vergroot.
 - **Betaalbaarheid (LCOE):** Het RAB-model verlaagt de LCOE door het effect van gekapitaliseerde rente te beperken. CfD en PPA verlagen de financieringskosten indirect door inkomstenzekerheid in de operationele fase.
 - **Haalbaarheid:** Is de meest **doorslaggevende en onderscheidende parameter**.
 - Het RAB-model wordt onhaalbaar geacht in het korte tijdsbestek dat de Staat voor ogen heeft vanwege het gebrek aan een wetgevend kader voor de toepassing van een RAB-model voor kernenergie.
 - Een CfD kent minder implementatie-uitdagingen op basis van een gevestigde *track record* in vergelijkbare Europese projecten. Tevens is het model schaalbaar voor het incorporeren van mogelijke PPA contracten. Tevens geldt dit als de voorkeursoptie.
 - Nucleaire-energie leent zich goed voor langlopende PPA's. Door de lange ontwikkel- en bouwtijd (10+ jaar) worden PPA's dichter bij het moment van oplevering door meer zekerheid ten aanzien van marktprijzen
 - **Staatscontrole:** Niet toepasbaar, omdat geen significant verschil in controle van de Staat is geïdentificeerd tussen de drie inkomstenmodellen.
 - **Risicodeling:** RAB deelt risico met consumenten, maar kan de prikkels voor kostenbeheersing verminderen (moral hazard, subsectie: 'Option Analysis').
- De beoordeling van de inkomstenmodellen langs het afwegingskader heeft geleid tot de voorkeur voor een CfD-model, dat goed aansluit bij het Nederlandse- en Europees-regelgevend kader. Bovendien stabiliseert het effectief de operationele inkomsten en vermindert het investeringsrisico.

Beoordeling van de inkomstenmodellen via het afwegingskader			
Criteria	RAB	CfD	PPA
Impact op schuld en saldo	Beperkt omdat het voornamelijk afhankelijk is van financiering via consumenten ¹ . Inkomsten (tijdens de bouw) verlagen de behoefte aan steun vanuit de Staat.	Waarschijnlijke impact op de rijksbegroting, afhankelijk van markt- en referentie prijs van de CfD ("Strike Price"). Geen inkomsten tijdens de bouw.	Hangt af van de structuur (commercieel versus een PPA van de overheid). Geen inkomsten beschikbaar tijdens de bouw.
Betaalbaarheid	Beperkt de gekapitaliseerde rente (en dus de kapitaalkosten). Verlagende impact op LCOE.	Heeft geen directe invloed op LCOE. Indirecte impact door het verminderen van het inkomstenrisico voor kapitaalverschaffers.	Heeft geen directe invloed op LCOE. Indirecte impact door het verminderen van marktrisico voor kapitaalverschaffers.
Haalbaarheid	Geen nucleair precedent in NL of EU. Vereist een complex en tijdrovend proces voor de ontwikkeling van regelgeving.	Voorkeursmethode van de EC, met beperkte wetswijzigingen. Kan worden toegepast zonder volledig raamwerk vóór de bouw.	Vereist grote, kredietwaardige afnemers. Minder regeldruk dan RAB, maar complexer dan CfD door het aantal PPA's.
Staatscontrole	Niet van toepassing.	Niet van toepassing.	Niet van toepassing.
Risicodeling	Consumenten delen mee in kostenoverschrijdingen.	Bouwisico ligt bij investeerders, CfD biedt steun tijdens operationele fase.	Afhankelijk van contractstructuur.

Noot (1) Waarbij deze consumentenbijdrage niet als belasting geclassificeerd is. Dit heeft KPMG niet nader onderzocht.

Overwegingen inzake staatssteun: lessen uit andere Europese nucleaire projecten (1/2)

De GSP-maatregelen vallen onder de staatssteunbeoordeling van de Europese Commissie (EC), waarbij eerdere kernenergieprojecten waardevolle lessen hebben opgeleverd

- De GSP-maatregelen moeten in overeenstemming zijn met de staatssteunregels van de EC op grond van artikel 107, lid 3, (c), TFEU. Eerdere processen, zoals Dukovany, Sizewell C, Hinkley Point C, Paks II en Lubiatowo-Kopalino, bieden inzichten met betrekking tot de vier belangrijkste criteria: doelstelling van gemeenschappelijk belang, noodzaak en marktfalen, proportionaliteit en het minimaliseren van marktverstoring.
- De eerste twee criteria van artikel 107, lid 3, onder c), zijn doorgaans goed ingeburgerd en aanvaard door de Commissie. Uit de case studies blijkt dat de EC bijzondere nadruk legt op het bewijsmateriaal ter ondersteuning van de **proportionaliteit van de steun** en de maatregelen die zijn genomen om **markt- en concurrentievervalsingen tot een minimum te beperken**.

1. Doelstelling van gemeenschappelijk belang

Nucleaire projecten dragen bij aan EU-doelstellingen zoals energiezekerheid, decarbonisatie en diversificatie, in overeenstemming met strategieën zoals REPowerEU.

2. Noodzaak en marktfalen

De EC erkent dat nucleaire projecten te maken hebben met unieke financieringsbelemmeringen, hoge kapitaalbehoeften, lange doorlooptijd en regelgevingsrisico's die staatssteun rechtvaardigen via mechanismen zoals CfD's, schuld- en eigen vermogen injecties en garanties. Precedenten wijzen erop dat verschillende en op maat gemaakte benaderingen in verschillende projecten in staat zijn om hetzelfde marktfalen te beperken.

De GSP-maatregelen vallen onder de staatssteunbeoordeling van de Europese Commissie (EC), waarbij eerdere kernenergieprojecten waardevolle lessen hebben opgeleverd (vervolg)

3. Proportionaliteit van de steun

De EC ziet erop toe dat de steun beperkt blijft tot wat nodig is om de financieringskloof te dichten en dat overcompensatie van de begunstigden wordt vermeden, maar houdt bij haar afweging wel rekening met positieve externe effecten. De EC maakt gebruik van analyses van financiële modellen om scenario's te beoordelen en kan wijzigingen in de steunvoorwaarden opleggen als onderdeel van haar goedkeuringsproces:

- Hinkley Point C: Uitbreiding van winstdeling en verhoogde garantievergoedingen.
- Dukovany: Verkorte CfD-duur en terugvorderingsbepalingen.
- Paks II: Volledige overheidsfinanciering met winst-rendementsvoorwaarden.
- Lubiatowo-Kopalino (nog geen besluit): EC uitte zorgen over (mogelijke) buitensporige steun en brede garanties.

4. Minimaliseren van marktverstoring

De EC vereist juridische en operationele scheiding van bestaande exploitanten, transparante handelsstrategieën en niet-discriminerende veilingen ter voorkoming van marktmanipulatie en ter bescherming van de mededinging.

Overwegingen inzake staatssteun: lessen uit andere Europese nucleaire projecten (2/2)

Lessen die kunnen worden getrokken uit de EU-staatssteunbeoordelingen voor kernenergieprojecten

- Hinkley Point C: Handelstransparantie en gescheiden boekhouding.
- Dukovany: Onafhankelijk bestuur en verplichte afzet in de markt.
- Paks II: Structurele scheiding en gereguleerde handelsvolumes.
- Voortbouwend op deze inzichten komen een aantal belangrijke lessen naar voren uit het onderzoek van de EC naar recente staatssteunzaken, met name op het gebied van proportionaliteit en marktverstoring.
 - Ten eerste legt de EC sterk de nadruk op het vermijden van overcompensatie, vooral als er privaat kapitaal bij betrokken is^(a). Mechanismen zoals terugvorderingen, maximale rendementen en winstdeling op eigen vermogen zijn essentieel om ervoor te zorgen dat overheidssteun niet leidt tot niet-marktconforme rendementen.
 - Ten tweede dient de handelsstrategie van de kerncentrale zo zijn ontworpen dat de transparantie en liquiditeit van de markt worden ondersteund, terwijl de verdringing van hernieuwbare energieopwekking wordt vermeden. Dit wordt doorgaans bereikt door middel van toezeggingen om een aanzienlijk deel van de productie op georganiseerde markten te verkopen en door niet-discriminerende veilingen.
 - Daarnaast is sprake van toegenomen aandacht van de EC op de wisselwerking van het afsluiten van private PPA's op de overeengekomen CfD.
 - Ten slotte besteedt de EC aandacht aan de implicaties van de marktstructuur van de steun. Juridische en operationele scheiding van gevestigde nutsbedrijven, onafhankelijk bestuur en beperkingen op herinvestering of uitbreiding van het project zonder verdere goedkeuring van de EC zijn allemaal van cruciaal belang om de risico's van marktconcentratie en manipulatie te beperken. Deze lessen onderstrepen het belang van het ontwerpen van steunregelingen die niet alleen financieel gerechtvaardigd zijn, maar ook structureel aansluiten bij bredere doelstellingen zoals marktintegriteit en klimaat neutraliteit.

Noot: (a) Privaat kapitaal omvat schuld en eigen vermogen.

Drie geïdentificeerde scenario's zijn beoordeeld door middel van financiële analyse

Scenario-analyse

- Om de Businesscase en mogelijke financieringsscenario's te beoordelen, heeft KPMG drie scenario's geanalyseerd (Subsectie: 'Scenario analysis'):
 - **Scenario I (volledig publiek scenario)**, gaat uit van een volledig publieke kapitaalstructuur tot aan ingebruikname (COD). Hierbij wordt gestreefd naar 1) een kapitaalstructuur waarbij de schuld wordt gemaximaliseerd 2) de 'Strike Price' van de CFD zo laag als mogelijk te zetten en 3) continuïteit van de onderneming. Gegeven deze uitgangspunten is een optimale kapitaalstructuur ontworpen van 60/40 schuld/eigenvermogen. Publieke financiering gaat uit van 0% rente vóór COD en 3,75% post-COD;
 - **Scenario II (ECA scenario)**, voorziet in private financiering via exportkredietagentschappen, gedefinieerd als ECA's. Het uitgangspunt hierbij is dat in totaliteit 5 miljard aan ECA financiering wordt gecommitteerd tegen 5% rente.
 - **Scenario III (ECA + Senior Debt scenario)**, voorziet in private financiering via zowel de ECA's als private financiering in de vorm van Senior Debt. Afgezien van de aannames in scenario II voor de ECA's, wordt aangenomen dat de Senior Debt wordt verstrekt vijf jaar voorafgaand aan COD, voor een totale commitment van EUR 5 miljard aan tegen een rentevoet van 8%. Hierbij wordt aangenomen dat eventuele staatsgaranties eventueel benodigd voor het aantrekken van privaat kapitaal geen aanvullende kosten met zich meebrengen.
- Alle drie de scenario's hebben de volgende aannames gemeen:
 - Bouwkosten (Capex) in reële termen van EUR 30 miljard, rekening houdend met een kerncentrale met twee reactoren van 1.650 MW (op basis van de bovenste bandbreedte van de brief van KGG aan de Tweede Kamer)¹.
 - Constante marktprijs van EUR 75 per MWh (prijsniveau 2025).
 - Beschikbaarheid van 90% en bezettingsgraad van 100% (resultierend in 90% gerealiseerde output).
 - Indexatie van de omzet (marktprijs) en Opex van 2%.

Scenario-analyse (vervolg)

- Alle drie de scenario's hebben de volgende aannames gemeen (vervolg):
 - Voor elk scenario is een CfD vereist (waarbij de waarde nul kan zijn). De CfD is gebaseerd op de totale liquiditeitsbehoefte over elke kalibratieperiode van 5 jaar, waarbij een Strike Price (uitoefenprijs) wordt vastgesteld gebaseerd op de vrije kasstroom beschikbaar voor rente en aflossing.
 - Er wordt niet uitgegaan van een minimumrendement op het eigen vermogen.

Belangrijke beperkingen van de scenario-analyse

- De huidige Businesscase is gebaseerd op publieke informatie die door KPMG is beoordeeld. Er heeft geen beoordeling plaatsgevonden in samenwerking met het KGG team verantwoordelijk voor het Delivery Model. KPMG heeft een Scoping document opgesteld ("20250904 - Project Split - Scoping document") waarin de verschillende parameters, aannames en bronnen zijn beschreven.
- De onderliggende aannames van de Businesscase, zoals Capex, technische- (locatie, technologie), operationele- (beschikbaarheid, bezetting) en marktaannames (elektriciteitsprijzen, inflatie), kennen grote onzekerheden.
- Gezien de inherente onzekerheden in de Businesscase en de aannames over financiering (zoals hoogte (commitment), looptijd en rentetarieven), zijn potentiële kapitaalinvesteringen in eigen vermogen van private partijen of alternatieve herfinancieringsopties op dit moment buiten beschouwing gelaten.
- Veranderingen in aannames (bijvoorbeeld toename in Capex door verbeterde inzichten) hebben een impact op het ingeschatte risico, de geschatte kasstromen en daarmee de kapitaalstructuur en mogelijke steunmechanismen. De huidige ramingen dienen als indicatief te worden beschouwd, waarbij de nadruk ligt op de impact van verschillende aannames, en zijn alleen geschikt voor de beoordeling zoals beschreven. De realisatie, en daaruit volgende financiële resultaten, kunnen aanzienlijk afwijken van de prognoses en aannames.

Bron: (1) Kamerbrief met referentie KGG 97879255 van 16 mei 2025: Voortgangsbrief nieuwbouw kernenergie mei 2025 - Dit weerspiegelt op geen enkele manier enige voorkeuren tussen de twee technologie leveranciers en is uitsluitend bedoeld voor dit document en de financiële analyse die wordt uitgevoerd om de beoordeling van het GSP mogelijk te maken.

De LCOE en mogelijke CfD-ondersteuning zijn sterk afhankelijk van de aannames in de Businesscase (1/2)

Inzichten uit de financiële analyse

- De tabel rechtsboven toont de gevoeligheid van LCOE- en CfD-ondersteuning binnen Scenario I (volledig publiek), in relatie tot veranderingen in kapitaalstructuur en Capex. Daarnaast worden in de tabel de verschillen weergegeven tussen gekapitaliseerde rente, LCOE en benodigde CfD-ondersteuning voor de drie scenario's (I, II en III).
- Kasstromencirculatie:** Veranderingen in de kapitaalstructuur (meer schuld) leiden tot een verhoging van de schuldaflodingsverplichting, en daarmee tot een hogere benodigde CfD-ondersteuning (zijnde de hoogte van de CfD Strike Price en/of duur), zoals weergegeven in punt **1** rechts. Een verhoging van de schuldratio (bijvoorbeeld richting 98/2) vereist aanvullende inkomstenondersteuning (in de vorm van een CfD Strike Price boven de marktprijs). Deze kasstroomcirculatie (CfD-betalingen van de Staat aan de SOE, gevolgd door schuldaflissingen van de SOE aan de Staat) kan vanuit doelmatigheid van overheidsmiddelen, onwenselijk zijn.
- Algemene gevoeligheden:** De Businesscase is gevoelig voor veranderingen in belangrijke parameters, zoals Capex-schattingen, en/of vertragingen in verwachte ontwikkelings- en bouwperiodes. Dit wordt weergegeven in punt **2** waarbij in een volledig publiek gefinancierd scenario (Scenario I) een vertraging van 5 jaar van COD, gecombineerd met een Capex-overschrijding van EUR 10 miljard, de LCOE verhoogt van EUR 81 MWh naar EUR 103 MWh.

Sensitivity analyses						
EUR m and 0% interest pre-COD	Capitalised interest	LCOE (EUR/MWh)	Average CfD (EUR/MWh)	RoE		
Scenario I (60/40 Debt/Equity)	-	81	0 (0 quarters)	4.5%		
70/30 Debt/Equity	-	83	6 (20 quarters)	4.9%		
98/2 Debt/Equity	-	94	17 (60 quarters)	8.6%		
Scenario I (EUR 30b real Capex, 2% inflation)	-	81	0 (0 quarters)	4.5%		
EUR 10b Capex cost overrun	-	98	8 (40 quarters)	3.5%		
+ 5 year delay	-	103	9 (20 quarters)	3.5%		
Scenario I (Public financing only)	-	81	0 (0 quarters)	4.5%		
Scenario II (Public financing + EUR 5,000m ECA (5%))	1,284	88	17 (40 quarters)	5.0%		
Scenario I + EUR 5,000m SD (8%)	814	90	20 (40 quarters)	4.9%		
Scenario III (Public + ECA + SD)	2,098	98	25 (60 quarters)	5.4%		

Cash flow to the Dutch State						
EUR m	Pre-COD	2039 - 2045	2046 - 2050	2051 - 2055	2056 - 2060	2061 - 2065
Scenario I - Public financing only						
Cash out flow	(39,183)					
Cash in flow		7,901	8,748	9,817	10,761	11,954
Total per period	(39,183)	7,901	8,748	9,817	10,761	11,954
Total cash flow to the Dutch State						9,997
Scenario III - Public + ECA + SD						
Cash out flow	(30,503)	(8,907)	(4,919)	(1,078)	-	-
Cash in flow		8,605	8,247	6,463	7,317	12,262
Total per period	(30,503)	(303)	3,328	5,385	7,317	12,262
Total cash flow to the Dutch State						(2,514)
Delta cash flow pre-COD	8,680					
Delta cash flow post-COD		(8,203)	(5,420)	(4,432)	(3,444)	307
Sum delta pre-COD	8,680					
Sum delta post-COD	(21,191)					
Net timing effect	(12,511)					

De LCOE en mogelijke CfD-ondersteuning zijn sterk afhankelijk van de aannames in de Businesscase (2/2)

Inzichten uit de financiële analyse (vervolg)

- **Gekapitaliseerde rente:** Tijdens de bouwfase wordt rente gekapitaliseerd bovenop de uitstaande schuld, vanwege het ontbreken van inkomsten om rentebetalingen te dekken. Dit vergroot de totale schuldpositie en toekomstige rentelasten. In scenario III (met ECA's en Senior Debt), zoals weergegeven in punt 3 rechts, leidt dit tot een toename van de totale schuldpositie met EUR 2,1 miljard ten opzichte van scenario I.
- **Timing van overheidssteun:** Minder publieke financiering in de pre-operationele fase leidt tot een hogere benodigde steun tijdens de operationele fase, zoals geïllustreerd in punt 4 van de tabel rechts bij de vergelijking tussen scenario I (volledig publiek gefinancierd) en scenario III (Publiek + ECA's + Senior Debt). Deze afweging wordt geïllustreerd in de tabel: een lager niveau van publieke financiering in scenario III (EUR 8,7 miljard minder pre-COD) resulteert in een lagere kasinstroom post-COD van EUR 21,2 miljard.
- Samenvattend leiden hogere rentetarieven in de pre-COD-fase (lagere staatssteun) tot hogere CfD-betalingen in de post-COD-fase (hogere staatssteun), waarbij de post-COD-steun ook de kosten van de rente op gekapitaliseerde rente draagt

Sensitivity analyses					
EUR m and 0% interest pre-COD	Capitalised interest	LCOE (EUR/MWh)	Average CfD (EUR/MWh)	RoE	
Scenario I (60/40 Debt/Equity)	-	81	0 (0 quarters)	4.5%	
70/30 Debt/Equity	-	83	6 (20 quarters)	4.9%	
98/2 Debt/Equity	-	94	17 (60 quarters)	8.6%	
Scenario I (EUR 30b real Capex, 2% inflation)	-	81	0 (0 quarters)	4.5%	
EUR 10b Capex cost overrun	-	98	8 (40 quarters)	3.5%	
+ 5 year delay	-	103	9 (20 quarters)	3.5%	
Scenario I (Public financing only)	-	81	0 (0 quarters)	4.5%	
Scenario II (Public financing + EUR 5,000m ECA (5%))	1,284	88	17 (40 quarters)	5.0%	
Scenario I + EUR 5,000m SD (8%)	814	90	20 (40 quarters)	4.9%	
Scenario III (Public + ECA + SD)	3 2,098	98	25 (60 quarters)	5.4%	

Cash flow to the Dutch State						
EUR m	Pre-COD	2039 - 2045	2046 - 2050	2051 - 2055	2056 - 2060	2061 - 2065
Scenario I - Public financing only						
Cash out flow	(39,183)					
Cash in flow		7,901	8,748	9,817	10,761	11,954
Total per period	(39,183)	7,901	8,748	9,817	10,761	11,954
Total cash flow to the Dutch State						9,997
Scenario III - Public + ECA + SD						
Cash out flow	(30,503)	(8,907)	(4,919)	(1,078)	-	-
Cash in flow		8,605	8,247	6,463	7,317	12,262
Total per period	(30,503)	(303)	3,328	5,385	7,317	12,262
Total cash flow to the Dutch State						(2,514)
Delta cash flow pre-COD	8,680					
Delta cash flow post-COD		(8,203)	(5,420)	(4,432)	(3,444)	307
Sum delta pre-COD	4 8,680					
Sum delta post-COD	(21,191)					
Net timing effect	(12,511)					

Bij elke financieringsvorm is een combinatie van maatregelen 1, 2 en 3 benodigd (1/3)

Maatregel 1: Publieke financiering draagt bij aan de beleidsdoelstellingen betaalbaarheid

- Publieke financiering, via eigen vermogen en/of schuld, zorgt voor lagere kapitaallasten (in vergelijking met private financiering).
- Uit de scenario-analyse blijken de kapitaallasten een grote impact te hebben op de LCOE en Project IRR. In scenario III neemt de LCOE toe door de toevoeging van ECA's en Senior Debt van EUR 81 MWh naar EUR 98 MWh. Publieke financiering biedt een kosteneffectieve oplossing.
- De totale Capex en de duur van het bouwproject zijn een belangrijke drijver van de LCOE. Sensitiviteitsanalyse op de bouwkosten wijzen uit dat de LCOE substantieel toeneemt bij een scenario met een bouwvertraging van 5 jaar in combinatie met EUR 10 miljard hogere kosten en 2% hogere bouwinflatie, een LCOE van 134 MWh* EUR op.
- Beargumenteerd kan worden dat private financiers kunnen bijdragen door due diligence en projectbeheersing en daarmee mogelijk kostenoverschrijdingen beperken. De subsectie: 'Scenario analysis' illustreert dat deze toegevoegde waarde (zijnde het beperken van de totale projectkosten) een substantiële bijdrage moet leveren, zijnde EUR 7,8 miljard (Vergelijking tussen Scenario I (volledig publiek) en Scenario III (ECA's + Senior Debt)), om de hogere kapitaalkosten van private financiers te compenseren.
- De Staat heeft de voorkeur uitgesproken voor (gedeeltelijke) Publieke financiering in de vorm van schuldfaciliteit gegeven de contractuele aflossingsverplichting om de (tijds- en periodieke) terugbetaling van het verstrekte kapitaal te formaliseren. KPMG merkt op dat schuldinstrumenten dit voordeel bieden ten opzichte van investeringen via eigen vermogen. Eigen vermogen geeft het recht op dividendbetalingen, wat juridisch gezien een andere zekerheid biedt.
- Gegeven de lange bouwperiode en de kapitalisatie van rente, heeft het aantrekken van private financiering een impact hebben op de LCOE (hogere LCOE). De hoogte van de LCOE een belangrijke overweging van de Staat.

Maatregel 1: Publieke financiering streeft de beleidsdoelstellingen van betaalbaarheid na (Vervolg)

- De LCOE hangt ook bij publieke financiering af van de hoogte van de rente pre-COD. Namelijk de rente wordt:
 - I. Tijdens de bouw betaald, waarvoor aanvullend eigen vermogen nodig is vanwege het ontbreken van inkomsten en dus het genereren van kasstroom in de pre-COD-fase; of
 - II. Gekapitaliseerd, waardoor de totale schuldverplichting toeneemt
- In beide gevallen is aanvullend eigen vermogen van de Staat nodig om de schuldstructuur te ondersteunen. Dit leidt tot een hogere LCOE ondanks dat de staat zowel de verstrekker als de ontvanger is.
- Gegeven bovenstaand kan een schuldinstrument met 0% rente overwogen worden.
- De kapitaalstructuur is afhankelijk van de capaciteit van de SOE om aan haar schuldverplichtingen te voldoen. Een groter aandeel van de schuld in de kapitaalstructuur leidt tot een toename van de rente en aflossingsverplichting.
- Als de kapitaalstructuur wordt geoptimaliseerd op basis van de maximale schuldaflossingscapaciteit (DSCR = 1) kunnen kostenoverschrijdingen een aanzienlijke uitdaging vormen voor de Staat. De financiering van kostenoverschrijdingen door middel van het aantrekken van additionele schuld zal resulteren in een financieringsverplichting waaraan de SOE niet kan voldoen op basis van haar Businesscase.
- De overschrijdingen kunnen worden gedekt door:
 - I. Extra eigen vermogen en/of schuldfinanciering in combinatie met;
 - II. Een verhoging van de inkomstenondersteuning in de vorm van een verhoging van de referentieprijs van de CfD.
- Samenvattend, het structureren van het project op basis van de maximale schuldaflossingscapaciteit beperkt het vermogen om kostenoverschrijdingen op te vangen, tenzij extra inkomsten worden gegenereerd via de CfD of het tekort wordt gefinancierd door eigen vermogen.

Noot (1) Zie voor de gevoeligheidsanalyses waarin deze analyse is doorgerekend pagina 79 van het volledige (Engelstalige) rapport.

Bij elke financieringsvorm is een combinatie van maatregelen 1, 2 en 3 benodigd (2/3)

Maatregel 2: een mechanisme ter ondersteuning van de inkomsten, in de vorm van een CfD, om op lange termijn zekerheid te bieden over de hoogte van de omzet

- In overeenstemming met de richtlijnen van de EDM van de EC, heeft de Staat de voorkeur om inkomstenondersteuning te bieden via een tweezijdig CfD-mechanisme. De exacte details over de structurering van de CfD zijn afhankelijk van het verder verfijnen van de aannames in de Businesscase en de financiële structurering. De principes die ten grondslag liggen aan de CfD-structuur zijn: i) Looptijd van de CfD; ii) Formule van de Strike Price; iii) Strike Price; iv) Bodem- en plafondmechanismen; v) Stimuleringsmechanismen voor kostenbeheersing en operationele efficiëntie; vi) Mechanismen voor winstdeling.
- Het CfD-model garandeert een vaste prijs voor elektriciteit tijdens de operationele fase van een kerncentrale voor de onderneming, waardoor de onderneming beschermt is tegen marktontwikkelingen. De resulterende inkomstenstabiliteit vermindert het investeringsrisico, waardoor het aannemelijker wordt om private financiering aan te trekken tijdens de bouw- en de operationele fase in combinatie met andere risicobeperkende contracten.
- Op basis van haar beleid verwacht de overheid van een staatsdeelneming een minimumrendement op het eigen vermogen (artikel 5.7.3, '*Nota Deelnemingenbeleid Rijksoverheid 2022*'). Naast de continuïteit van de onderneming kan ook het rendement een rede zijn om de kasstromen te ondersteunen door middel van een CfD, ook als deze volledig door de overheid wordt gefinancierd.
- In de voorgestelde structuur is de Strike Price gebaseerd op de verwachte marktprijs voor elektriciteit van EUR 75 MWh (gebaseerd op informatie van KGG). Gegeven 1) de huidige aannames in de Businesscase, 2) de voorgestelde kapitaalstructuur en financieringsvoorwaarde, is de huidige verwachte marktprijs voldoende ter dekking van de schuldverplichtingen. (De huidige resulterende Strike Price ligt naar verwachting onder of gelijk aan de verwachte marktprijs voor elektriciteit.

Maatregel 2: een mechanisme ter ondersteuning van de inkomsten, in de vorm van een CfD, om op lange termijn zekerheid te bieden over de hoogte van de omzet (vervolg)

- De CfD dient periodiek te worden gekalibreerd om aan te sluiten bij de ontwikkeling van de aannames in de Businesscase. De frequentie van kalibratie dient nader te worden onderzocht.
- De voorgestelde inkomstensteun speelt een belangrijke rol bij de verdeling van risico en rendement dat verschaffers van kapitaal (schuld/eigen vermogen). De CfD beperkt alleen de aanzienlijke marktprijsrisico's tijdens de exploitatie, waarbij andere belangrijke risico's, zoals het risico van niet-voltooiing van het project, geconcentreerd zijn in de ontwikkelings- en bouwfasen.

Bij elke financieringsvorm is een combinatie van maatregelen 1, 2 en 3 benodigd (3/3)

Maatregel 3: Staatsgarantie / Bescherming tegen wetswijziging

- Voor de ontmanteling van de kerncentrale verplicht de ANVS bij wet¹ dat de exploitanten van nucleaire installaties een volledig gefinancierd ontmantelingsplan hebben op het moment dat de installatie operationeel wordt.
- Het financieren van deze verplichting is kostbaar gegeven het feit dat financiële middelen aangehouden dienen te worden waarbij deze een zeer beperkt rendement kunnen genereren.
- De intentie van de wet is zorg te dragen dat private partijen voldoende middelen reserveren om ook ontmanteling van de reactor te kunnen bekostigen.
- Gegeven de Staat volledig eigenaar is van de SOE, leidt deze wettelijke verplichting tot het aanhouden van significante hoeveelheid publieke middelen, die niet doelmatig kunnen worden ingezet.
- Om zowel te kunnen voldoen aan de wet, als zorg te dragen voor een effectieve aanwending van publieke middelen kan het afgeven van een staatsgarantie aan de SOE ter waarborging van de financiering van de ontmanteling van de nucleaire installaties een mogelijke oplossing bieden.
- De Staat streeft ernaar een garantie (tegen een premie) te verstrekken. De inzet van een garantie-instrument is op dit moment nog onzeker, aangezien de besprekingen met de betrokken ministeries nog gaande zijn en nog niet zijn afgerond.
- Gegeven de intentie om privaat kapitaal aan te trekken in een latere fase (met name pre-COD), kan het mogelijk noodzakelijk zijn om vanuit de Staat garanties af te geven ten aanzien van onder andere voltooiing en wetswijzigingen en politieke risico's. Deze instrumenten zijn bedoeld om het ingeschatte risico voor privaat kapitaal, met name in de pre-operationele fase, te beperken.

Maatregel 3: Staatsgarantie / Bescherming tegen wetswijziging (vervolg)

- Specifieke garanties zijn op dit moment nog niet verder beoordeeld, gegeven het gaat om specifieke afspraken die vaak het resultaat zijn van onderhandelingen met private kapitaalverschaffers.
- Indien privaat kapitaal wordt aangetrokken kan mogelijk de steun in de vorm van publieke financiering (maatregel 1) afnemen. Waarbij mogelijk de omvang van garanties toeneemt (maatregel 3) indien privaat financiers dit vereisen.
- Of een maatregel, zoals: (i) een investering in het eigen vermogen; (ii) een lening; en (iii) een garantie, gevolgen heeft voor de schuld en het saldo van de Staat is afhankelijk van de behandeling in het kader van de Economische Monetaire Unie (EMU)^(a). Het positieve effect van het aantrekken van privaat kapitaal op de EMU schuldpositie en het saldo hangt af van de structurering van garanties en de budgettaire verwerking.

Noot: (a) Het EMU-saldo (overheidstekort) en de EMU-schuld (overheidsschuld) zijn belangrijke indicatoren die door de EU worden gebruikt om de fiscale gezondheid van haar lidstaten te monitoren. Het stabiliteits- en groeipact stelt grenzen aan 3% van het bbp voor het jaarlijkse overheidstekort en 60% van het bbp voor de totale overheidsschuld.

Bron: (1) Artikel 15f van de Kernenergiewet: Staatscourant. 2011, 4386 artikel 15f.

KPMG adviseert een flexibele structuur die private financiering niet uitsluit en aansluit bij KGG's betaalbaarheidsdoel (1/2)

Beginfase – volledige publieke financiering

- KPMG komt tot de conclusie dat, gebaseerd op de analyse van financieringsmodellen, projectrisico's, staatssteunprecedenten en het afwegingskader, een volledig publieke financiering in de begin fase van het project de voorkeur heeft.
- Deze conclusie wordt ondersteund doordat in het afwegingskader, betaalbaarheid (in termen van LCOE) als het meest doorslaggevend criterium is gedefinieerd. Publieke financiering levert de laagste LCOE op als gevolg van de gunstige kapitaalkosten van de Nederlandse Staat, en vormt daarmee de meest kosteneffectieve keuze voor de beginfase.
- In een volledig publiek gefinancierd scenario worden naar verwachting de volgende drie belangrijke maatregelen geïmplementeerd:
 - **Maatregel 1 – Publieke financiering:** De Staat verstrekt volledige publieke financiering waarbij een aanvullende inkomenssteun (in de vorm van een Strike Price boven de marktprijs) zoveel als mogelijk wordt vermeden.
 - Deze structuur kent de volgende eigenschappen.
 - een rentepercentage van 0% op publieke schuld vóór COD en 3,75% na COD.
 - De schuld/eigen vermogen-verhouding wordt gemaximaliseerd, wat resulteert in een schuld/eigen vermogen-verhouding van 60/40.
 - De huidige voorgestelde kapitaalstructuur zal herijkt worden naarmate de Businesscase zich ontwikkelt om te waarborgen dat de SOE voldoet aan de continuïteitsvereisten. Dit betekent dat aan alle verplichtingen kan worden voldaan, zoals rente en aflossing, uit energieproductie met of zonder CfD.
 - De aanvaardbaarheid van een pre-COD-rente van 0%, in het kader van de goedkeuring van staatssteun door de EC blijft onzeker met slechts één precedent. De veronderstelde RoE kan eveneens ontoereikend zijn, en beide elementen dienen te worden bevestigd door middel van gesprekken met de EC

Beginfase – volledige publieke financiering (vervolg)

- **Maatregel 2 – Ondersteuning van inkomsten via CfD:** KPMG adviseert om een tweezijdig CFD mechanisme te ontwerpen ter afdekking van het marktrisico op de ontwikkeling van de elektriciteitsprijzen om daarmee de continuïteit van de onderneming te ondersteunen.
- De CfD is gebaseerd op de totale liquiditeitsbehoefte over elke kalibratieperiode van 5 jaar, waarbij een Strike Price (uitoefenprijs) wordt vastgesteld gebaseerd op de vrije kasstroom beschikbaar voor rente en aflossing. De CfD dient niet ter risico afdekking van risico's met operationele en onderhoudskosten.
- Er wordt niet uitgegaan van een minimumrendement op het eigen vermogen op dit moment. De achterliggende rede is het voorkomen kastromen van de Staat naar de private entiteit NEO, die ineffectief zijn.
- Aanvullende ontwerpelementen van de CfD, zoals bodem- en plafondmechanismen, winstdeling en prikkels voor operationele efficiëntie, worden geïmplementeerd om aan te sluiten bij de EU-richtlijnen van het EDM en om proportionaliteit te waarborgen.
- Gegeven de voorgestelde financieringsstructuur en de aannames in de Businesscase is de strike price van de voorgestelde CfD op dit moment gelijk aan de verwachte marktprijs.
- **Maatregel 3 – Staatsgaranties:** KPMG adviseert de Staat om een garantie voor het ontmantelingsfonds te geven aan NEO om te voldoen aan de Kernenergiewet. Waarbij door de inzet van de garantie wordt vermeden dat significante hoeveelheden publieke middelen vanaf COD als voorziening moeten worden aangehouden binnen NEO.

KPMG adviseert een flexibele structuur die private financiering niet uitsluit en aansluit bij KGG's betaalbaarheidsdoel (2/2)

Beginfase – volledige publieke financiering (vervolg)

- Gegeven de huidige Businesscase, (financierings)markt condities en gegeven het huidige afwegingskader concludeert KPMG dat volledig publieke financiering in de beginfase het meest optimaal is.
- Om toekomstige marktontwikkelingen en veranderende projectomstandigheden te kunnen faciliteren is het essentieel om flexibiliteit in de financieringsstructuur te behouden.
- De kapitaalstructuur en voorwaarden dienen zo ontworpen te worden dat privaat kapitaal en ECA's in latere fasen niet worden uitgesloten.
- Als private financiering wordt aangetrokken, dienen de drie maatregelen overeenkomstig te worden aangepast:
 - **Maatregel 1 – Publieke financiering:** Het aandeel van de Staat in de financiering neemt af naarmate de ECA's en private financiering wordt gecomitteerd. Dit zal naar verwachting leiden tot een stijging van de kapitaalkosten van het project, en daarmee tot een hogere rente- en aflossingsverplichting. Afhankelijk van de omvang en de specifiek afspraken die ECA's en private financiers vereisen blijft de blootstelling aan projectrisico's voor de Staat gelijk.
 - **Maatregel 2 – Aangescherpte CfD:** De CfD Strike Price zal op een hoger niveau moeten worden vastgesteld als gevolg van de stijging van de kapitaalkosten en de hogere vereisten voor de DSCR (boven 1,0).
 - **Maatregel 3 – Uitgebreide garanties:** Naast het ontmantelingsgarantie zullen naar verwachting specifieke garanties moeten worden afgegeven om het risico aanvaardbaar te maken voor private financiers. Of deze garanties en/of voorwaarden van invloed zijn op de EMU-schuld en het EMU-saldo van de Staat dient zorgvuldig te worden beoordeeld op basis van de daadwerkelijke risico-overdracht van de Staat naar private partijen.

Beginfase – volledige publieke financiering (vervolg)

- Concluderend biedt een gefaseerde financieringsstrategie, beginnend met volledige publieke financiering en met ruimte voor toekomstige private participatie, het beste evenwicht tussen betaalbaarheid, strategische controle en flexibiliteit.
- Deze aanpak sluit aan bij de beleidsdoelstellingen van de Nederlandse Staat en zorgt ervoor dat het GSP responsief blijft ten aanzien van toekomstige ontwikkelingen, terwijl de financiële en operationele levensvatbaarheid van de kerncentrale wordt gewaarborgd.



This confidential report (the "Report") was prepared for the Ministry of Climate and Green Growth (the "Client") by KPMG Corporate Finance, part of KPMG Advisory N.V. ("KPMG Corporate Finance") with regard to an assessment of a potential Government Support Package in relation to the Nuclear Newbuild Programme (the "Project"). This Report is exclusively for the benefit of and internal use by the Client and does not carry any right of publication or disclosure to any third party, without our prior written consent. Neither this report nor its content may be used for any other purpose without prior written consent of KPMG Corporate Finance.

This Report is incomplete without reference to and should be viewed solely in conjunction with the oral briefing provided or to be provided by KPMG Corporate Finance.

In preparing this Report, we have relied upon and assumed, without independent verification, the accuracy and completeness of any information available from public sources, third parties and information provided by, or on behalf of, the Client. We do not accept responsibility for such information and, as far as it relates to information provided by the Client, such information remains the responsibility of the management of the Client.

The procedures carried out by KPMG Corporate Finance do not constitute an audit or a review of the financial data in this Report or any other information supplied. Consequently, we do not express an opinion or any form of assurance on the information presented in this Report.

KPMG Corporate Finance will not be involved in any decision-making by the Client and will not act as management of the Client in any way.

We do not accept responsibility for any prospective financial information set out in this Report. We must emphasise that the realisation of the prospective financial information is dependent on the continuing validity of the assumptions on which it is based. The assumptions will need to be reviewed and revised to reflect such changes in trading patterns, cost structures or the direction of the business as emerge. We accept no responsibility for the realisation of the prospective financial information. Actual results are likely to be different from those shown in the prospective financial information because events and circumstances frequently do not occur as expected, and the differences may be material.

We do not accept or assume responsibility to anyone other than to the Client, for our work, for the report or for any judgements, findings, conclusions, recommendations or opinions that we have formed or made. We do not accept or assume responsibility to any other party as a result of provision of the report to such a party.

The work was undertaken and the report was issued on agreed terms of engagement in order that we might state to the Client those matters on which we agreed to report and for no other purpose. The report was not created for, and should not be treated as suitable for, any other purpose.

Project Split

Full Report
Government Support Package

6 October 2025

Glossary and abbreviations

ACM	Authority for Consumers and Markets	LOI	Letter of Intent
ADSB	Atradius Dutch State Business	Market price	Wholesale price from the nuclear power plant's perspective
ANVS	Authority for Nuclear Safety and Radiation Protection	MW	Megawatt
Business Case	Project's financial and strategic assumptions	NNBG	Nuclear New Build Generation
Capex	Capital expenditures	NPE	National Energy System Plan
CfD	Contract for Difference	NPP	Nuclear Power Plant
CGN	China General Nuclear Power Group	O&M	Operations and Maintenance
CIRR	Commercial Interest Reference Rate	OECD	Organisation for Economic Co-operation and Development
COD	Commercial Operations Date	OPEX	Operational Expenditures
DMF	Decision-Making Framework	PC	Purchasing Contract
EBITDA	Earnings Before Interest, Taxes, Depreciation, and Amortisation	PEJ	Polskie Elektryczne Jądrowe sp. z o.o
EC	European Commission	PPA	Power Purchase Agreement
ECA	Export Credit Agency	RAB	Regulated Asset Base
EDC	Export Development Canada	RoE	Return on Equity
EDF	Électricité de France	SACE	Servizi Assicurativi del Commercio Estero
EMU	European Monetary Union	SOE	State-owned enterprise
EPC	Engineer, Procure, Construct	SPV	Special Purpose Vehicle
FC	Financial close	SZC	Sizewell C Limited
FID	Final Investment Decision	TPR	Third-Party Review
Financial Model	Analytical framework for scenario analyses	TVO	Teollisuuden Voima Oyj
FOAK	First-of-a-kind	TWh	Terawatt-hours
GSP	Government Support Package	US EXIM	Export-Import Bank of the United States
HPC	Hinkley Point C	WJZ	Wetgeving en Juridische Zaken
HUPX	Hungarian Power Exchange		
IGA	Intergovernmental Agreement		
IRR	Internal Rate of Return		
KEXIM	Export-Import Bank of Korea		
KGG	Ministry of Climate and Green Growth		
KHNP	Korea Hydro & Nuclear Power		
LCCC	Low Carbon Contracts Company		
LCOE	Levelized Cost of Energy		

KPMG's assignment is to provide advisory services with regards to the development of a preferred GSP

The Ministry of Climate and Green Growth ("KGG") has requested advisory services from KPMG

- KGG requested KPMG and Etara Partners Ltd ("Etara") for guidance on the financing structure and GSP for the construction of two nuclear power plants. Specifically, KGG requested advise on the following topics:
 - **Overall strategic support:** KGG requested KPMG and Etara to provide strategic guidance on the overall structuring of the financing package, drawing lessons from previous nuclear newbuild projects.
 - This included advising on key steps and milestones, analysing the relationship between the financing structure and the technology selection process, conducting ongoing risk assessments, and offering preliminary insights into potential contractual arrangements.
 - KGG requested KPMG and Etara to assist in preparing a decision-making framework ("DMF") that will help the government evaluate and compare different revenue and financing models.
 - **Quantitative assessment of the financing structures at the project level:** KGG requested the development of a financial model ("Financial Model") for the nuclear newbuild project. Based on this model:
 - KPMG carried out scenario analysis and stress tests which can be used in future decision-making processes, including State-aid procedures.
 - KPMG assessed various financing options over time, including refinancing strategies, and provides insights on the benefits and drawbacks of involving private finance.
 - **Quantitative assessment of the financing structures at the government level:** KGG requested analyses on how the different financing structures impact the government.
 - This includes evaluating options such as subsidies, guarantees and direct investments, and assessing their long-term impact on the public budget.

KPMG structured the advisory services in 5 workstreams

1. **Option analysis:** assessment of project and financing structures for NPPs.
 2. **Integrated Decision-Making Framework:** The development of a framework to compare and evaluate GSP options.
 3. **Strategic advisory support:** Strategic advice in interdepartmental discussions
 4. **Modelling:** the development of two models to analyse project finances and government budget impact
 5. **EC State aid assistance:** Provide input for State aid processes.
- KPMG organised regular workshops to align stakeholders, review progress and document key decisions.
 - KPMG acknowledges the importance of incorporating the best practices from similar projects. Accordingly, this project draws from the broader KPMG network's experience with NPP projects. Additionally, Etara has provided advisory support that leveraged on their in-depth knowledge of NPP development in Europe and has provided insights on the best market practices (via their participation in workshops and review of the report).

KPMG's assignment is limited to providing advisory services with regards to the development of a preferred GSP

- The delivery model of the project is the responsibility of KGG. It is explicitly out of scope of KPMG. KPMG notes that the delivery model can have significant impact on the risks of equity and debt providers and should be assessed accordingly.
- Many of the hypotheses presented in this document are based on our experience with comparable projects in the international context and KPMG's expertise. Note that these findings should be further validated. This ongoing process, which is structured as part of the broader project development and market sounding process, will help determine whether the assumptions hold in the Dutch context and whether investor preferences have evolved.



Chapter

Management Summary

Introduction

Precedent NPP models used in Europe

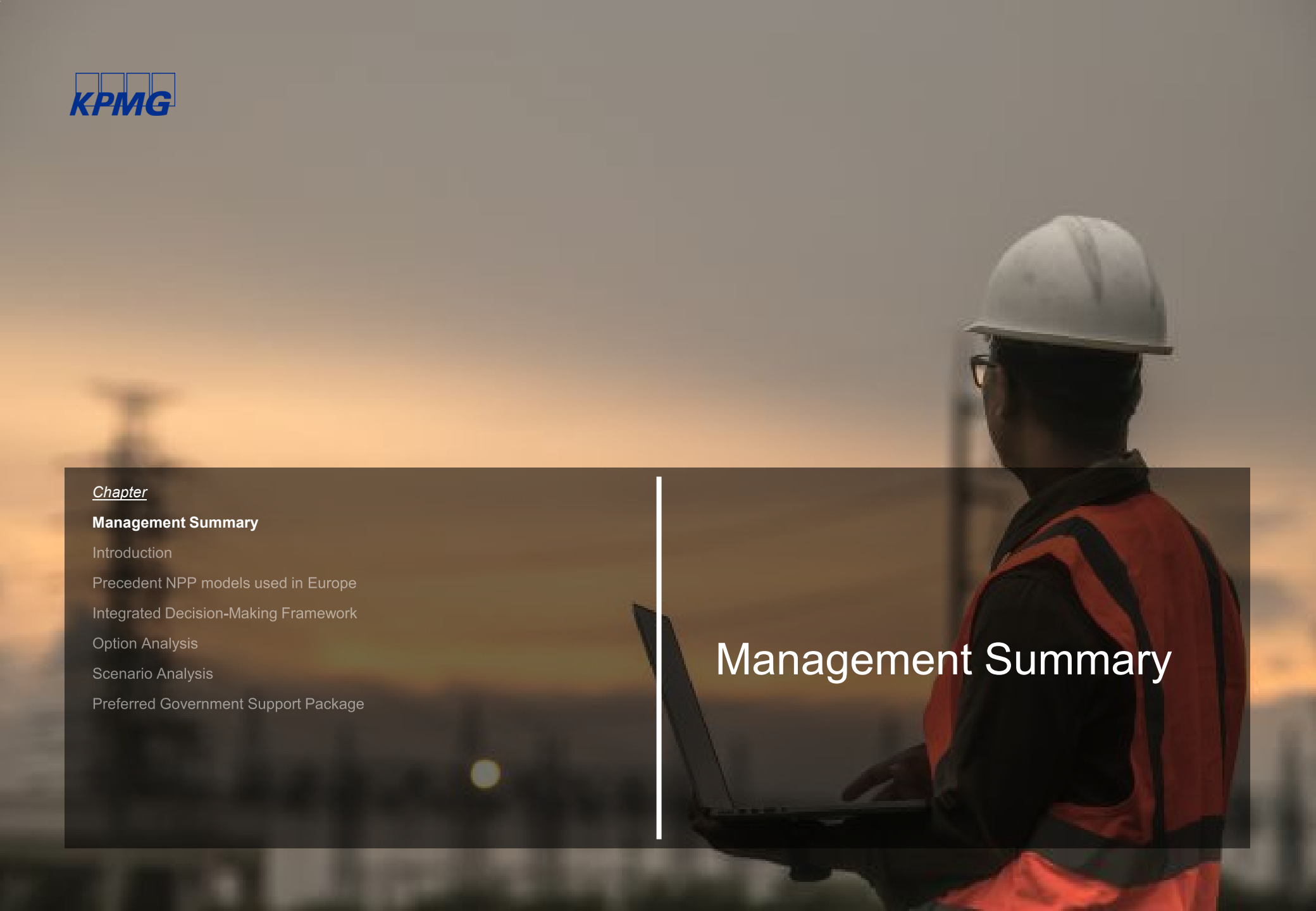
Integrated Decision-Making Framework

Option Analysis

Scenario Analysis

Preferred Government Support Package

Management Summary

The background of the slide is a photograph of a construction worker in profile, facing right. The worker is wearing a white hard hat, safety glasses, and a high-visibility orange and black safety vest over a dark long-sleeved shirt. They are holding a laptop computer. The background is a blurred industrial or construction site at dusk or dawn, with warm orange and yellow light from the sky.

Introduction to the Government Support Package for the development of Nuclear Power Plants

Introduction to the Government Support Package

- This management summary provides a brief overview of the procedures performed, findings and recommendations with regards to the determination of a preferred Government Support Package (“GSP”). The management summary follows the structure as described below.
- **Context of this Report:** KGG, supported by KPMG and Etara, developed a GSP to enable the Dutch nuclear new-build programme. This follows extensive feasibility studies, market consultations, and the decision of KGG to establish NEO NL, the State-Owned Enterprise (“SOE”) tasked with the project delivery.
- **Decision-Making Framework:** To assess various project models, this Report provides a structured Decision-Making Framework (“DMF”) which enables the assessment of financing- and revenue models across five criteria: Affordability, Feasibility, Impact on State balance, State control, and Risk-sharing. These criteria are supported by two additional prerequisites: EC Approval and market trust.
- **Option analysis:** This Report includes insights from the different financing models, such as private- and publicly financed variants, to the different revenue models, such as RAB, CfD and PPAs by assessing these options along the axis of the DMF criteria.
- **Lessons from EU precedents:** The Report includes insights from EU State aid assessments of similar nuclear projects. These projects underline the importance of proportionality of the aid and minimising market distortion to the EC.
- **Scenario Analysis:** Three scenarios were analysed: (I) fully public; (II) Public + ECA; and (III) Public + ECA + Private (Senior Debt). Additionally, sensitivity analysis underline how sensitive the financial outcomes (such as LCOE and need for revenue support) are to changes in the Business Case assumptions.
- **GSP measures considered:** Three key measures were evaluated: (I) State financing; (II) Revenue support via a CfD; and (III) State guarantees.
- **Recommendation:** Based on the overall assessment, we recommend initiating the project with fully public financing including a CfD, ensuring affordability and continuity. The financing structure should be structured in such a way that the project structure remains flexible for future private capital inclusion.

Context of
this Report

Option
Analysis

Scenario
Analysis

..... Decision-Making
Framework

..... Lessons from
EU precedents

..... GSP Measures
and Recommendation

The unique risks related to Nuclear power development require a well-defined Government Support Package

Considerations for a GSP in Nuclear Power development

- State involvement is essential during the development and construction phases of nuclear power plants. Recent nuclear power initiatives across Europe, such as PAKS II (Hungary), Dukovany 5 (Czech Republic), Lubiato-Kopalino (Poland), and Hinkley Point C and Sizewell C (United Kingdom), highlight the critical role of early-stage State support in ensuring project viability and progress.
- A range of unique risk factors, in the early-stage of such projects, deter private investments. These risks include:
 - **Political and regulatory risks**, such as changes in political landscape, laws and regulation pose a considerable risk that may affect the feasibility or profitability of the project. These risks are magnified by the project's long timelines.
 - **Long-term revenue uncertainty**, as nuclear energy projects are inherently uncertain due to their extended operational timelines. This uncertainty is compounded by the volatility of energy market prices over time. Together, these factors can reduce investor confidence and complicate robust forecasting.
 - **Technology risks**, while the technology has been proven in other locations, the project carries implementation risks because no similar project has been built in the Netherlands for some time. This "*First in a while*" status increases the risk of capital expenditure uncertainties and potential cost overruns compared to fully established technologies.
 - **Capital intensity, financial concentration risks and complexity**, as the project requires substantial upfront capital with a high construction risk given its complexity. This further enhances the risks for private parties and leads to concentration risks on the financiers' balance sheets. Mitigation of this risk requires a consortium of multiple private parties, which increases the complexity of the financial structure of the project.
- Due to the project's risk profile, private financing during the initial phase is both scarce and expensive. The GSP is designed to address these challenges through a coordinated set of measures.

KGG, supported by KPMG and Etara, set out to define a preferred funding structure and GSP

- KGG is currently advancing the preparatory phase of the Dutch nuclear new-build programme. In recent years, key milestones have been reached, including the completion of technical feasibility studies, comprehensive market consultations, and the planning for the (future) establishment of Nucleaire Energie Organisatie Nederland (NEO NL), a SOE, which will be tasked with overseeing the technology selection, construction, operation, and the decommissioning of the plants.
- In recent months, KGG, supported by KPMG, Etara, and other stakeholders, has focused on developing a comprehensive GSP to define the State's role in advancing the nuclear new-build program. These efforts have shaped the initial contours of the GSP, which will be further refined in the coming months through stakeholder dialogue, including with the European Commission for State aid approval, and aligned with the governance and delivery model.
- As outlined in the chapter "Nuclear Power Plant Project Models" and the precedent cases reviewed, there are numerous possible combinations of financing, revenue, and delivery models. Each configuration of options presents its own advantages, disadvantages, and specific requirements regarding the necessary GSP.
- Additionally, some project models are inherently connected to a GSP measure. For example, the financing of the NPP via State debt at low interest rates, may be both a financing model (if owner is State) as well as a GSP measure.
- KGG-supported by KPMG, Etara, and other relevant stakeholders initiated the development of a preferred project model for the financing structure of the NPP, along with a preferred GSP package to support it.
- This initiative was facilitated through a series of workshops, where the involved parties engaged in in-depth discussions on the available options, their trade-offs, and State aid compatibility. To guide the evaluation of trade-offs between different project models, a DMF was established, focusing on key parameters (see subsection: "*Integrated Decision-Making framework*").
- Additionally, a Financial Model was developed to provide quantitative insights into the business case ("Business Case") across various scenarios, including the corresponding GSP requirements.

The various different financing- and revenue models have been assessed based on the Decision-Making Framework

The following criteria of the Decision-Making Framework guide the assessment of the different project models

Integrated Decision-Making Framework	
Criteria	Description
Impact on debt and balance	The impact on debt and balance of the State during the construction and operational phases. This includes the efficiency that both the financing- and revenue model have on supporting the necessary investment- and operations phase, respectively.
Affordability	Affordability relates to the absolute costs of the project. This is measured based on the Levelized Cost of Energy ("LCOE").
Feasibility	The feasibility and timeliness of the financing, with emphasis on the various factors determining whether the financing can be realised within a reasonable timeframe. Feasibility also covers the scalability of the project model and GSP to support additional NPPs that are foreseen after the first two reactors.
State control	The level of flexibility in which the State can control decision making in the delivery entity and act on changes in political preferences. This involves identifying the relevant stakeholders, such as ministries, private investors, and operational companies, and concerns the distribution of ownership rights and the authority to make decisions.
Risk sharing between State, investors and vendors	The financial risks can be allocated among the State, (private) investors, and the vendor. This mainly concerns the construction- and revenue risks, and the potential deviations from the expected budget series for the State, and how these can be minimised to the greatest extent possible.
Prerequisite^(a)	EC approval and Market Trust

Note: (a) Additionally, the DMF consists of two prerequisites: (1) EC Approval; and (2) Market Trust. Prerequisites refers to conditions or requirements that must be fulfilled. These are non-negotiable and do not lead to choices between the various project- and GSP options

The various project models (revenue- and financing model options) were assessed along the axis of the DMF

- The DMF consists of five criteria and two prerequisites.
 - The criteria are defined as the principles by which the various NPP project- and GSP options can be evaluated. They are used to measure, compare, and determine the suitability of the options to the State's preference.
 - The prerequisites, on the other hand, are conditions or requirements that must be fulfilled. These are non-negotiable and do not lead to choices between the various project- and GSP options, other than determining whether a package is acceptable or not.

The assessment of financing models has led to the exclusion of certain options, while requiring further analysis of others along the axis of the DMF

- KPMG assessed the following financing models: State-, ECA-, Private- Vendor-, and Owner-led financing (see subsection: '*Financing Models*').
- Owner-led financing (by a large energy producing company) is unlikely within the Dutch context, whilst Vendor financing has become less feasible as vendor capital is limited.
- Further assessment between State-, ECA- and Private financing requires an assessment along the axis of the DMF, as further explained on the next page.

The revenue models were evaluated using the DMF framework, resulting in the selection of a preferred model based on the assessed criteria

- KPMG assessed the following revenue models: Regulated Asset Base ("RAB", Power Purchase Agreements ("PPA") and Contract for Differences ("CfD") (see subsection: '*Revenue Models*').
- Models such as the Mankala have been considered not applicable in the Dutch context and unviable due to lack of an offtakers market. As a result, this model has not been assessed.
- The remaining models, such as RAB, CfD and PPA have been further assessed along the axis of the DMF on the next pages.

Affordability is the key parameter differentiating between public and private financing

Decision-Making Framework

- For the financing model of the project, both private- and public financing were evaluated (see subsection: financing models) along the axis of the DMF. The table on the right refers to both private- and ECA financing as private financing due to their similarity, highlighting where ECA-financing may differ explicitly.
- Among the DMF criteria, affordability has proven the most decisive.
 - Impact on Debt and balance:** The budgetary impact of private financing depends on the structuring of guarantees and instruments. As we expect limited risk transfer to private capital providers (due to the State guarantees), we expect that the respective State guarantees may qualify as EMU debt-relevant^(a). The exact impact that attracting private capital has on the State's budget requires further assessment and does not yet serve as a clear differentiator.
 - Affordability (LCOE):** This is the **most differentiating parameter**. Differences in cost of capital between public and private capital, due to lower interest rates and return requirements for State debt and equity respectively, consistently results in a lower LCOE. In addition, KGG noted that affordability is an important criterion in the assessment.
 - Feasibility:** This criterion helped eliminate impractical options, such as full private financing from the outset. Other scenarios (introduced in the following pages) have been developed ranging from full State variants to variants where State-, ECA- and private financing are combined. These combinations are considered feasible, provided a market accepted GSP is in place.
 - State Control:** In all viable scenarios, the State retains full or majority ownership of the project entity prior to COD, ensuring strategic control. Therefore, this parameter does not distinguish between financing options.
 - Risk sharing:** While risk allocation is a key consideration, in practice, private capital, especially in early phases, requires extensive State guarantees. As a result, the level of risk transferred to private financial parties (via the financing model) is most likely minimal, making this parameter non-differentiating across scenarios. Risk-sharing may be achieved via the delivery model.

Note: (a) The EMU impact of equity injections, loans, and guarantees depends on how they're structured, specifically, whether they qualify as financial transactions and the likelihood of repayment or guarantee activation.

Assessment of private- and public financing via DMF		
Criteria	Private financing	Public financing
Impact on debt and balance	Private capital may reduce EMU balance impact if sufficient risk is transferred, but required State guarantees likely mean that the impact may be limited. Requires further assessment.	Public financing may impact EMU balance and debt depending on whether equity or debt instruments are used. Debt financing may have lower EMU balance impact than equity injections. Requires further assessment
Affordability	Higher cost due to higher interest rates and required returns. Long construction phase amplifies cost through capitalised interest. ECA financing is cheaper than private, but more costly than public.	Lower financing costs due to government's creditworthiness.
Feasibility	Private financing (at sufficient volume) from the start is unrealistic due to high risk, potentially achieved by extensive State guarantees. At a later stage private funding may be available. ECA-financing is available at an earlier stage (early construction) than private.	Public financing is fully feasible across all assessed scenarios.
State Control	State remains majority/full owner in all realistic scenarios, even with private capital involvement.	State remains majority/full owner in all realistic scenarios, even with private capital involvement.
Risk sharing	Private capital requires extensive State guarantees, especially during development and construction.	State bears most risks during early phases. Risk sharing possible via delivery model.

Feasibility is the key parameter differentiating between the revenue models

Decision-Making Framework

- For the revenue model of the project, RAB, CfD and PPAs were evaluated (see subsection: Revenue Models) along the axis of the DMF.
- Among the DMF criteria, feasibility has proven the most decisive.
 - Impact on Debt and balance:** The RAB model offers revenue during the construction phase, reducing reliance on State financing and the amount of capitalised interest prior to operations. The CfD and PPA do not generate revenue during construction, increasing budgetary exposure.
 - Affordability (LCOE):** The RAB model positively impacts LCOE by limiting capitalised interest. CfD and PPA reduce financing costs indirectly through revenue certainty in the operational phase.
 - Feasibility:** This is the **most decisive and differentiating parameter**.
 - The RAB model is deemed unfeasible in the short timeframe envisaged by the State due to the regulatory setup required in the context of nuclear.
 - The implementation challenges for a CfD are fewer as similar frameworks have been implemented in similar cases throughout Europe. A CfD construct can be permissive and scaled for any volumes of power contracted under long term PPAs (if closed in the future). Accordingly, the CfD is deemed the preferred option.
 - Nuclear base load is well suited for long term PPA arrangements. Given the 10 year + development and construction period however, demand for PPA is typically at a moment close to COD, given more certainty in market prices.
 - State Control:** not applicable across all models, as no substantial differentiation has been identified between the three revenue models.
 - Risk sharing:** RAB shares risk with consumers but may reduce cost control incentives (moral hazard, see subsection: 'Option Analysis').
- The assessment of the revenue models along the DMF has led to the preference for a CfD model, which is well aligned with Dutch- and EU policies. Furthermore, it effectively stabilises operational revenues and reduces investment risk.

Note (1) In this example the costs for consumers are not classified as tax. KPMG did not further assess this assumption.

Assessment of the revenue models via DMF			
Criteria	RAB	CfD	PPA
Impact on debt and balance	Limited (if not treated as tax) as it primarily relies on funding via consumers ¹ . The revenues during construction reduce the need for State-backed financing	Likely to have an impact on the State's budget but depends on market- and strike price. No revenue available during construction.	Depends on the structure (commercial vs. a government PPA). No revenue available during construction.
Affordability	Limits capitalised interest (and thus capital costs). Positive impact on LCOE	Does not directly affect LCOE. Indirect impact by reducing revenue risk for capital providers.	Does not directly affect LCOE. Indirect impact by reducing market risk for capital providers.
Feasibility	No nuclear precedent in NL or EU. Requires complex and time-consuming regulatory setup.	Preferred method by the EC and fewer legal/regulatory changes needed. It can be implemented without full framework before construction	Requires large, creditworthy offtakers. Less regulatory burden than RAB, but more complex than CfD due to the number of PPAs.
State Control	Not Applicable	Not Applicable	Not Applicable
Risk sharing	Risk sharing occurs with consumers which partially bear cost overruns	Risk during construction lies with investors. CfD support during operations.	Depends on contract structure

State aid considerations: Lessons from other European nuclear projects

The GSP measures are subject to the European Commission's (EC) State aid assessment, for which past nuclear power plant cases provide lessons learned

- The GSP measures must adhere to the EC's State Aid rules under Article 107(3)(c) TFEU. Accordingly, the GSP requires structuring in line with these articles. Previous cases, like Dukovany, Sizewell C, Hinkley Point C, Paks II, and Lubiatowo-Kopalino, provide lessons learned across the four key criteria: objective of common interest, necessity and market failure, proportionality, and minimising market distortion.
- The first two criteria of Article 107(3)(c) are typically well established and accepted by the Commission. However, the case studies show that the EC places particular emphasis on the evidence supporting the **proportionality of the aid** and the steps taken to **minimise market and competition distortions**.

1. Objective of common interest

Nuclear projects are recognised as contributing to EU goals like energy security, decarbonisation, and diversification, aligning with strategies such as REPowerEU.

2. Necessity and market failure

The EC acknowledges that nuclear projects face unique financing barriers, high capital needs, long timelines, and regulatory risks, justifying State support through mechanisms like CfDs, debt and equity injections, and guarantees. Precedents usefully show the ability of different and tailored approaches to mitigate the same market failures.

3. Proportionality of the aid

The Commission ensures that aid is limited to the extent necessary to close the funding gap and avoids overcompensation of beneficiaries but does take into account in its balancing assessment positive externalities. The EC uses financial modelling analysis to assess scenarios and may require support modifications as part of its approval conditions:

- Hinkley Point C: Extended profit-sharing and increased guarantee fees.
- Dukovany: Shortened CfD duration and clawback provisions.
- Paks II: Full State financing with profit-return conditions.
- Lubiatowo-Kopalino (no decision yet): EC raised concerns over (potential) excessive aid and broad guarantees.

The GSP measures are subject to the European Commission's (EC) State aid assessment, for which past nuclear power plant cases provide lessons learned (continued)

4. Minimising market distortion

The EC requires legal and operational separation from incumbents, transparent trading strategies, and non-discriminatory auctions to prevent market manipulation and protect competition:

Lessons from EU State aid assessments for Nuclear Power projects (continued)

- Hinkley Point C: Trading transparency and separate accounting.
- Dukovany: Independent governance and mandated market sales.
- Paks II: Structural separation and regulated trading volumes.
- Building on these insights, a number of key lessons emerge from the EC's scrutiny of recent State aid cases, particularly around proportionality and market distortion.
 - First, the EC places strong emphasis on avoiding overcompensation, especially where private equity or private financing is involved. Mechanisms such as clawbacks, capped returns, and equity gain-sharing are essential to ensure that public support does not result in non-market standard, returns.
 - Second, the trading strategy of the nuclear power plant must be designed to support market transparency and liquidity, while avoiding the displacement of renewable energy generation. This is typically achieved through commitments to sell a significant share of output on organised markets and through non-discriminatory auctions.
 - Moreover, there is an Increasing focus of the EC on the implications of private PPAs on CfD support mechanisms.
 - Finally, the EC is attentive to the market structure implications of aid. Legal and operational separation from incumbent utilities, independent governance, and restrictions on reinvestment or expansion without further approval are all critical to mitigating risks of market concentration and manipulation. These lessons underscore the importance of designing aid schemes that are not only financially justified but also structurally aligned with broader market integrity and decarbonisation objectives.

Three identified scenarios are assessed through financial analysis

Scenario analysis

- To assess the Business Case and potential financing scenarios, KPMG has assessed three main scenarios (please refer to the 'Scenario analysis'):
- **Scenario I (Full public Scenario)**, considers full public financing until commissioning. A financing structure is pursued which 1) maximises debt 2) keeps the Strike Price of the CfD as low as possible 3) secures the continuity of the SOE. Given these criteria an optimal financing structure of 60/40 D/E is proposed. Government debt includes 0% interest pre-COD and 3.75% post-COD;
- **Scenario II (ECA Scenario)**, attracts private capital from ECAs in the form of multiple loans for a total of EUR 5 billion committed at FID at 5% cost;
- **Scenario III (ECA + Senior debt Scenario)**, attracts capital from both ECA as well as private financiers (defined as senior debt). Apart from the assumptions in Scenario II for ECA, senior debt is assumed to commit EUR 5 billion of capital five years prior to COD at 8% cost, with any State guarantees potentially required to mobilise that capital are assumed to be zero additional cost.
- All three scenarios have the following assumptions in common:
 - Capex in real terms of EUR 30 billion considering a 1650 MW NPP (Based on the upper band of KGG's letter to Parliament)¹.
 - Straight line market price of EUR 75 MWh (in 2025 terms).
 - Availability of 90% and load factor of 100% (resulting in 90% realised output).
 - Indexation of revenue (market price) and Opex of 2%.
 - A CfD is required for each Scenario (could be valued at zero). The CfD is based on total cash needs over each 5-year calibration period, setting a strike price based on the free cash flows required for debt servicing.
 - No target equity return is assumed.

Important limitations to the scenario analyses

- The current Business Case is based on public information assessed by KPMG. There has been no assessment in collaboration with the delivery model / workstream of KGG. KPMG has drafted a Scoping document ('20250904 - Project Split - Scoping document') in which the various parameters, assumptions and sources have been described.
- The fundamentals of the Business Case, such as capital expenditures, technical (site location, technology), operational (availability, load following) and market (electricity prices, inflation), are highly uncertain.
- Given the inherent uncertainties in the Business Case and assumptions on financing (such as commitment value, tenor and interest rates), potential equity stakes by private parties or other refinancing options have not been assessed.
- Changes in assumptions (for example, increases in Capex due to new information) impacts perceived risk, estimated cash flows and therefore capital structure and potential support mechanisms. The current estimates should be considered indicative, focusing on the impact of various assumptions, and are suited for the assessment as described. Results may differ substantially from the projections and assumptions.

Source: (1) Letter to Parliament with reference KGG 97879255 dated 16th May 2025: Voortgangsbrieff nieuwbouw kernenergie mei 2025 - This in no way reflects any preferences between the two vendors and is solely for the purpose of this document and the financial analysis which are done to allow assessment of the GSP.

Further financial analysis underlines the sensitivity of LCOE and CfD support to changes in Business Case assumptions

Insights from the financial assessment

- The top right table reflects on the sensitivities of LCOE and CfD support within Scenario I (fully public) with regards to changes in capital structure and Capex. Additionally, the table reflects the differences between capitalised interest, LCOE and CfD support for the three different scenarios (I, II and III).
- Cash circulation:** Changes in capital structure (more debt) lead to an increase in the debt service requirement, and consequently the CfD support required (height of CfD Strike price), as shown in point 1 on the right. An increase in the capital structure (such as towards 98/2) requires revenue support (in the form of a CfD top-up payment). This cash circulation (CfD payments from State to the SOE) in return for higher debt repayments (from SOE to State) may be undesirable from effective usage of public funds.
- General sensitivity:** The Business Case is sensitive to changes in key inputs, such as Capex estimates, and/or extensions in expected construction periods. This is presented in point 2 on the table on the right, which illustrates that in a fully public scenario (Scenario I) a 5-year delay of COD, including a EUR 10 billion Capex overrun, increases the LCOE from EUR 81 MWh to EUR 103 MWh.
- Accrued interest:** Interest during construction is required to be accrued due to no (or a lack of) incoming cash flows, increasing total debt balance and future interest payments. In Scenario III (with ECA and SD), presented in point 3 on the right, this results in a EUR 2.1 billion increase in total debt at COD (compared to Scenario I).
- Timing of the support provided:** Less State support in the pre-operational phase of the project, leads to a higher required support during operations as presented when comparing Scenario I (fully public) to Scenario III (Public + ECA + SD) in point 4 in the table on the right. This trade-off is illustrated in the table as a lower amount of state financing (pre-COD) in Scenario III (EUR 8.7 billion lower pre-COD) will lower the (net) cash-inflow post-COD with EUR 21.2 billion.
- In summary, higher interest rates pre-COD (lower State support) leads to higher CfD payments post-COD (higher State support) with the latter post-COD support having to also bear the cost of compounding interest.

Sensitivity analyses				
EUR m and 0% interest pre-COD	Capitalised interest	LCOE (EUR/MWh)	Average CfD (EUR/MWh)	RoE
Scenario I (60/40 Debt/Equity)	-	81	0 (0 quarters)	4.5%
70/30 Debt/Equity	-	83	6 (20 quarters)	4.9%
98/2 Debt/Equity	-	94	17 (60 quarters)	8.6%
Scenario I (EUR 30b real Capex, 2% inflation)	-	81	0 (0 quarters)	4.5%
EUR 10b Capex cost overrun	-	98	8 (40 quarters)	3.5%
+ 5 year delay	-	103	9 (20 quarters)	3.5%
Scenario I (Public financing only)	-	81	0 (0 quarters)	4.5%
Scenario II (Public financing + EUR 5,000m ECA (5%))	1,284	88	17 (40 quarters)	5.0%
Scenario I + EUR 5,000m SD (8%)	814	90	20 (40 quarters)	4.9%
Scenario III (Public + ECA + SD)	2,098	98	25 (60 quarters)	5.4%

Cash flow to the Dutch State						
EUR m	Pre-COD	2039 - 2045	2046 - 2050	2051 - 2055	2056 - 2060	2061 - 2065
Scenario I - Public financing only						
Cash out flow	(39,183)					
Cash in flow		7,901	8,748	9,817	10,761	11,954
Total per period	(39,183)	7,901	8,748	9,817	10,761	11,954
Total cash flow to the Dutch State						
						9,997
Scenario III - Public + ECA + SD						
Cash out flow	(30,503)	(8,907)	(4,919)	(1,078)	-	-
Cash in flow		8,605	8,247	6,463	7,317	12,262
Total per period	(30,503)	(303)	3,328	5,385	7,317	12,262
Total cash flow to the Dutch State						
						(2,514)
Delta cash flow pre-COD	8,680					
Delta cash flow post-COD		(8,203)	(5,420)	(4,432)	(3,444)	307
Sum delta pre-COD	8,680					
Sum delta post-COD	(21,191)					
Net timing effect	(12,511)					

In both a public and private financing scenario, the project will require a combination of measures 1, 2 and 3 (1/2)

Measure 1: State financing ensures policy goals of low cost

- Public financing, via equity and/or debt, ensures lower costs (compared to private financing).
- The scenario analyses highlight the sensitivity of LCOE and Project IRR to the cost of capital. In Scenario III, the addition of ECA and senior debt financing increases the LCOE from EUR 81 MWh to EUR 98 MWh. Public funding offers a cost-effective solution.
- Sensitivity analysis of the construction costs shows that the LCOE can increase substantially in case of construction delays combined with higher Capex. For example, a scenario involving a 5-year construction delay, EUR 10 billion in additional costs, and 2% higher Capex inflation results in an EUR 134 MWh LCOE¹.
- On the other hand, it has been argued that the inclusion of private financiers may add to the scrutiny on the project by conducting due diligence and stringent project governance and therefore limiting cost overruns. The subsection: '*Scenario Analysis*' illustrates that this added value must contribute significantly to offset the higher capital costs from private financiers, which amounts to EUR 7.8 billion (comparing Scenario I (fully public) to Scenario III (ECA + senior debt)).
- The State has expressed its preference for (partial) public financing of the project via debt instruments to formalise (timely and periodic) repayment of capital provided. KPMG notes that debt instruments have the advantage over equity injections. As equity gives the right to dividends, which from a legal point of view has a different security.
- Due to the long construction period and accrual of interest, attracting private debt impacts the LCOE (increases), whereas the height of the LCOE is a key consideration of the State.
- The LCOE is also in a scenario with full public financing dependant on the on the pre-COD interest rate. As the interest rate is:
 - I. Paid upfront, requiring equity injection due to the absence of revenue and therefore cash generation in the pre-COD phase; or
 - II. Accrued, increasing the total debt commitment.

Note (1) Please refer to page 79 for the sensitivity analyse.

Measure 1: State financing ensures policy goals of low cost (continued)

- In both cases additional equity from the State is required to solely support the debt structure. Which leads to a higher LCOE, despite the Dutch State being both lender and borrower.
- As a result, a 0% interest debt instrument can be considered.
- The capital structure relies on the SOE's ability to service its debt obligations. A higher proportion of debt in the capital structure leads to an increase in debt service.
- In case the capital structure is optimised on the basis of the maximum debt service capacity (DSCR = 1), cost overruns may pose a significant challenge for the State. Financing cost overruns with additional debt leads to a (higher) required debt service that the SOE will not be able to bear based on its Business Case.
- The overruns may be covered by:
 - I. Additional equity and/or debt in combination with;
 - II. An increase in the revenue support in the form of an increase of the CfD's strike price.
- Summarised, structuring the project on the basis of the maximum debt service capacity may constrain its ability to absorb cost overruns, unless additional revenue is secured via the CfD or the shortfall is covered through extra equity contributions.

Measure 2: a revenue support mechanism, in the form of a CfD, to provide long-term revenue certainty

- In line with the EC's Electricity Market Design (EMD) reforms, the State prefers to provide revenue support via a (two-sided) CfD mechanism. The exact details on the structuring of the CfD depends on further refining the Business Case assumptions and financial structure that drive the debt service capacity. The principles guiding the CfD structure include: i) duration of the CfD; ii) Strike Price formula; iii) Reference Price; iv) Floor and Cap options; v) Incentive mechanisms for cost control, load following and operational efficiency; vi) Profit-Sharing mechanisms.

In both a public and private financing scenario, the project will require a combination of measures 1, 2 and 3 (2/2)

Measure 2: a revenue support mechanism, in the form of a CfD, to provide long-term revenue certainty (continued)

- The CfD model guarantees a fixed price for electricity during the operational phase of a NPP, shielding it from market developments. The resulting revenue stability significantly reduces investment risk, making it more feasible to secure financing in the operational stage and lowering the cost of capital, or in the construction phase if coupled with other construction phase risk mitigation contracts.
- Given its policy on state owned enterprises (SOE), the government requires a target return on equity from a SOE (article 5.7.3, '*Nota Deelnemingenbeleid Rijksoverheid 2022*'). Next to going-concern considerations, the (required) return of the SOE may indicate the need for a (revenue) mechanism to support cash flows, even when fully public financed.
- Given the i) the current assumptions in the Business Case ii) the proposed capital structure of 60/40 Debt-to-equity and financing assumptions, the current assumed market price of electricity is sufficient to cover its debt service (i.e. the currently resulting strike price is lower or equal to the assumed market price).
- The CfD should be periodically calibrated to ensure its alignment with developments in the Business Case of the NPP. The frequency will be further assessed.
- The proposed revenue support plays an important role in the expected allocation of risk and return that private capital (debt/equity) providers perceive. The CfD only mitigates the significant market price risks during operations, while other significant risks, such as the risk of non-completion of the project, are concentrated in the development and construction phases.

Measure 3: State guarantee / Change of law protection

- For the decommissioning of the plant, the ANVS requires, by law¹, operators of nuclear installations to provide a fully funded plan for decommissioning and dismantling the facility from the moment the installation becomes operational.
- Funding this provision is costly as the financial resources are retained with limited returns.

Measure 3: State guarantee / Change of law protection

- The goal of the regulation is to ensure that private parties reserve sufficient capital to dismantle the NPP. Given that the State has full ownership of the NPP the regulation results in the retaining of significant public funds which cannot be effectively deployed. To follow the regulation and ensure effective usage of public funding, a State guarantee with regards to the decommissioning fund can be considered.
- The State aims to provide a guarantee (against a premium). However, this approach remains uncertain, as discussions with the relevant ministries are still ongoing and have not yet been finalised.
- Given the intention to attract private capital in a later stage (specifically pre-COD), it may be necessary to provide State guarantees, which includes, amongst others, completion guarantees, change-of-law protection and political risks. These instruments are designed to reduce the perceived risk for private capital (especially) prior to the operational phase.
- Specific guarantees have not been further assessed at this moment, as these are tailor-made measures that are often the result of negotiations with private capital providers.
- If private capital may be attracted, support by public funds could potentially be lowered (Measure 1), albeit against an increase in guarantees provided (Measure 3) that private capital may require.
- Whether a measure, such as: (i) equity injection; (ii) a loan; and (iii) a guarantee impacts the State's debt and balance depend on their Economic Monetary Union (EMU) treatment^(a). The positive impact that attracting private capital may have on the EMU deficit and the State's budget depends on the structuring of such guarantee and how this is accounted for in the State budget.

Note: (a) The EMU balance (government deficit) and EMU debt (government debt) are key indicators used by the EU to monitor the fiscal health of its member states. The Stability and Growth Pact sets limits of 3% of GDP for the annual government deficit and 60% of GDP for total government debt.

Source: (1) Article 15f of the Dutch Nuclear Energy Act: Staatscourant 2011, 4386 article 15f.

We recommend a structure that provides flexibility to attract private financing and aligns with KGG's aim of affordability (1/2)

Initial phase – Fully public financing

- KPMG concludes that fully public financing at the start of the project is the preferred financial structure when taking into account the financing models, project risks, EU State aid precedents and the DMF.
- This conclusion is supported by the DMF, which identified affordability (in terms of LCOE) as the most differentiating criterion. Public financing delivers the lowest LCOE due to the favourable cost of capital of the Dutch State, making it the most cost-effective choice for the initial phase.
- In a fully public scenario, the following three key measures are expected to be implemented:
 - **Measure 1 – State Financing:** The State provides full financing through a capital structure while, based on the current Business Case, avoiding additional revenue support as much as possible (in the form of a CfD strike price above market price). This structure assumes the following:
 - 0% interest on public debt pre-COD and 3.75% interest on public debt post-COD; and
 - that maximises debt-to-equity ratio, which leads to a 60/40 debt-to-equity ratio.
 - The proposed capital structure will require further calibration, as the Business Case further develops, to ensure that the SOE is going-concern. Covering all obligations (such as repayments and interest) from market sales, with or without a CfD.
 - The acceptability of a 0% pre-COD interest rate, in the context of the approval of state aid by the EC, remains uncertain, with only one precedent. The assumed RoE may also be insufficient, and both require confirmation through engagement with the EC.

Initial phase – Fully public financing (continued)

- **Measure 2 – Revenue support via CfD:** KPMG advises the introduction of a two-sided CfD to mitigate market risk, specifically with regards to the development of energy prices, to support the entity's continuity.
- The CfD is based on total cash needs over each 5-year calibration period, setting a strike price based on the free cash flows required for debt servicing. The CfD is not introduced to cover operational and maintenance expenses.
- There is currently no target return for equity. This prevents cash flows (cash circulation) from the State to the private entity NEO, which can be deemed ineffective.
- Additional CfD design elements, such as floor and cap mechanisms, excess profit sharing, and incentives for operational efficiency, would be introduced to align with EDM guidance and maintain proportionality
- Given the proposal capital structure and the Business Case, the strike price of the CfD is currently equal to the expected market price of electricity.
- **Measure 3 – State guarantees:** KPMG advises the State to provide a guarantee to NEO on the decommissioning fund to ensure regulatory compliance, while avoiding setting up significant provisions from COD onwards with public funds.

We recommend a structure that provides flexibility to attract private financing and aligns with KGG's aim of affordability (2/2)

Initial phase – Fully public financing (continued)

- Taking into account the current Business Case and financing market, in combination with the considerations from the DMF, KPMG concludes that full public financing is optimal at this stage.
- To accommodate future market developments and evolving project conditions, it is essential to retain flexibility in the capital structure. The capital structure and its terms and conditions should therefore be designed to allow for potential inclusion of ECAs and private capital at a later stage.
- If private financing is introduced, the three measures must be amended accordingly:
 - **Measure 1 – Adjusted State financing:** The State's share of financing decreases when ECA, and private debt are introduced. This will likely increase the project's cost of capital, and thus debt servicing requirement. Risk allocation, however, may remain unchanged depending on the level of support and guarantees that ECAs and other private financiers require.
 - **Measure 2 – Enhanced CfD:** The CfD strike price would need to be adjusted to accommodate the higher debt servicing requirement resulting from the increase in cost of capital and DSCR (above 1.0) requirements.
 - **Measure 3 – Expanded guarantees:** Beyond the decommissioning fund, specific guarantees are likely to be required to attract private capital. Whether these guarantees have an impact on the State's EMU debt and budget must be carefully assessed based on the actual risk transfer from the State to private parties.

Initial phase – Fully public financing (continued)

- In conclusion, a phased financing strategy, starting with full public financing and allowing for future private participation, offers the best balance between affordability, strategic control, and adaptability.
- This approach aligns supports the Dutch State's policy objectives. It also ensures that the GSP remains responsive to future developments, while safeguarding financial and operational integrity of the nuclear power plant.

Chapter

Management Summary

Introduction

Precedent NPP models used in Europe

Integrated Decision-Making Framework

Option Analysis

Scenario Analysis

Preferred Government Support Package

Introduction

A person wearing a white hard hat and a high-visibility orange safety vest is shown in profile, holding a laptop. The background is a blurred industrial or construction site at dusk or dawn, with warm lighting from the sky.

The development of nuclear power plants is considered a key pillar in achieving a CO2-free electricity system by 2035

Nuclear energy as a pillar of a CO2-free electricity system

- The National Energy System Plan (“NPE”) outlines the ambition to achieve a CO2-free electricity system by 2035. Within this framework, nuclear energy is positioned—alongside wind and solar—as a core pillar of the future energy system.
- The government is currently preparing for the construction of two new Nuclear Power Plants (“NPPs”), with each NPP consisting of two reactors. The first NPP is expected to become operational as soon as possible after 2035.
- The decision to invest in nuclear is driven by several strategic considerations:
 - **Reliability:** Nuclear power provides stable and weather-independent electricity supply, enhancing overall robustness of the energy system.
 - **Strategic autonomy:** Domestic nuclear production reduces reliance on energy imports. While uranium is sourced internationally, local reserves may enable multi-year stability, contributing to national energy security.
 - **Efficient Land use:** Compared to wind and solar, nuclear energy requires significantly less land per unit of energy, an important consideration in the spatially constrained Dutch context.

Market Consultations underline the importance of Government support

- To assess market interest and feasibility, the government requested EY and BNP Paribas to conduct market consultations, following the earlier market consultation carried out by KPMG in 2021. These studies concluded that:
 - The allocated State budget is insufficient to realise all four reactors.
 - It is unlikely that the private sector will bridge the financing gap between the required investment and the available public financing.
- As a result, market participants expect the government to provide a comprehensive Government Support Package (“GSP”) to close this gap and offer visibility and certainty to the industry.
- A Third-Party Review (“TPR”) conducted by Amentum validated these findings and reaffirmed that the government will need to play a significant role in financing the early phases of the nuclear projects.

Note: (a) The current market for Nuclear technology providers provides limited competition, with KHNP largely pulling back from the European market. Additionally, competitive procurements are subject to legal challenges, which may lead to long delays of the project. The form of procurement of Dukovany, for example, has led to longstanding legal claims, which undermine the project timelines.

Sources: World Nuclear Association; Financing Nuclear Energy; Amentum Third Party Review; BNP Paribas Dutch Nuclear Newbuild Program; KPMG Market consultation Nuclear; EY Dutch Nuclear New Build Program.

Key characteristics of nuclear power plant which require support from the State

- **High upfront capital costs** as NPPs require substantial initial capital outlay. The costs include the expenses for detailed design, regulatory approvals, construction materials, advanced technologies, and highly skilled labour.
- **Long construction periods**, as building a NPP requires an extensive period of up to 10 years. Over a long construction period, during which there are no revenue streams from the project, interest on borrowed funds can compound into significant amounts. Furthermore, long construction periods increase exposure to risks associated with political landscape, regulatory shifts, and technological advancements.
- **Lengthy payback periods**, returns on investment take decades, which is unattractive to many private investors with shorter horizons and preference for quicker returns. This long payback horizon also exposes the business and investment case to market price forecasting over a 70-year period, far exceeding the typical range of expert reports (5–20 years).
- **Market structure and revenue risk** as price and demand volatility lead to uncertain revenue streams in deregulated electricity markets. State-backed mechanisms like long-term power purchasing agreements (“PPAs”) are necessary.
- **Technical, regulatory and political complexity**, as NPPs are subject to high technical risks and complex, evolving regulatory requirements. These challenges can lead to delays, cost overruns, and uncertainty. Additionally, the sector is highly sensitive to political decisions and public opinion which can lead to foreclosure prior to the project’s lifetime, negatively impacting project viability.
- **Liabilities and long-term responsibilities**, as responsibilities with regards to waste management and decommissioning extend far beyond the operational life of the plant and require financial mechanisms that are often guaranteed by the State where liability exposure depends on future State decisions or where private insurance markets lack sufficient depth, notwithstanding polluter pays principles.
- **Competitive landscape of vendors** as competitive procurements for technology in Europe are prone to legal challenges^(a) and commercial challenges as the bargaining power shifts toward technology providers.

The development of nuclear power plants consists of 5 phases with each phase having specific characteristics and risks

Based on IEA guidelines, the development of nuclear power plants consists of five phases. The work currently being done for the Netherlands corresponds to the feasibility phase¹

- **Feasibility phase:** This phase involves evaluating all issues that would be involved in introducing nuclear power. This entails initial studies to determine the feasibility of nuclear power, including analysing potential sites, technology options, and economic viability. At the end of this phase the State should be ready to make a knowledgeable commitment to a nuclear power programme.
- **Development phase:** This phase involves detailed planning and preparation for the nuclear power program, including project plans, regulatory setup, financing, site preparation, technology selection, and contract finalisation. It also includes establishing legal frameworks and key organisations to coordinate efforts. By the end of this phase, the State should be ready to invite bids or negotiate a contract for the NPP.
 - The IAEA guidelines are global, but in Europe, the development phase can be split into two: pre- and post-State aid approval. The pre-approval phase is particularly time-consuming due to its complexity and political sensitivity.
 - At the end of the development phase and before construction begins, the Final Investment Decision (“FID”) is made, the formal approval to commit capital and proceed with the project. While FID can occur earlier, it is typically aligned with the Final Notice to Proceed (“FNTP”) under major construction contracts and marks the start of commitment and drawdown for project-secured or State-guaranteed debt financing.
- **Construction phase:** This phase includes building the nuclear power plant and associated infrastructure and conducting safety and quality assurance checks.
- **Operational phase:** During the operational phase, the nuclear power plant is tested and commissioned, and day-to-day operations are managed. This phase includes performing initial testing and commissioning of the plant, operating the plant according to established protocols, and conducting routine maintenance and safety checks.

- **Decommissioning phase:** The decommissioning phase involves developing a decommissioning plan, safely dismantling the nuclear reactor and associated facilities, and managing radioactive waste and environmental restoration.

Phasing of nuclear power plant project and key risks

Criteria	Key Risks per phase
Feasibility phase	Political risk: vulnerable to changes in government policy or public opposition. Economic risk: uncertainty in cost estimates and funding/financing availability
Development phase	Technical risk: challenges in technology selection and integration Financial risk: securing sufficient financing and managing costs Regulatory risk: delays in obtaining necessary approvals
Construction phase	Construction risk: delays and cost overruns Supply chain risk: availability and reliability of materials and equipment Regulatory risk: ensuring compliance with safety standards
Operational phase	Operational risk: Equipment failure and inefficiencies Safety risk: ensuring safety to avoid potential for accidents Regulatory risk: compliance with ongoing regulatory requirements Political risk: vulnerable to changes in government policy or public opposition.
Decommissioning phase	Environmental risk: managing radioactive waste and site contamination Financial risk: high (and uncertain) costs associated with decommissioning Safety risk: ensuring safe dismantling and waste disposal

Source: (1) IEAE: Milestones in the Development of a National Infrastructure for Nuclear Power.

The government is preparing for the construction of two NPPs, with the first expected to become operational as soon as possible after 2035 (1/2)

The status of the project

- The government has selected Generation III+ reactors as the preferred technology, though a technology provider is yet to be selected. Reactor designs range from 1,050 MW to 1,650 MW. In agreement with KGG this Report uses the upper bound of 1,650 MW.
- Assuming two 1,650 MW reactors, the plant would generate around 24 terawatt-hours of electricity, equivalent to 9-13% of the projected 2035 energy supply.¹

Governance structure

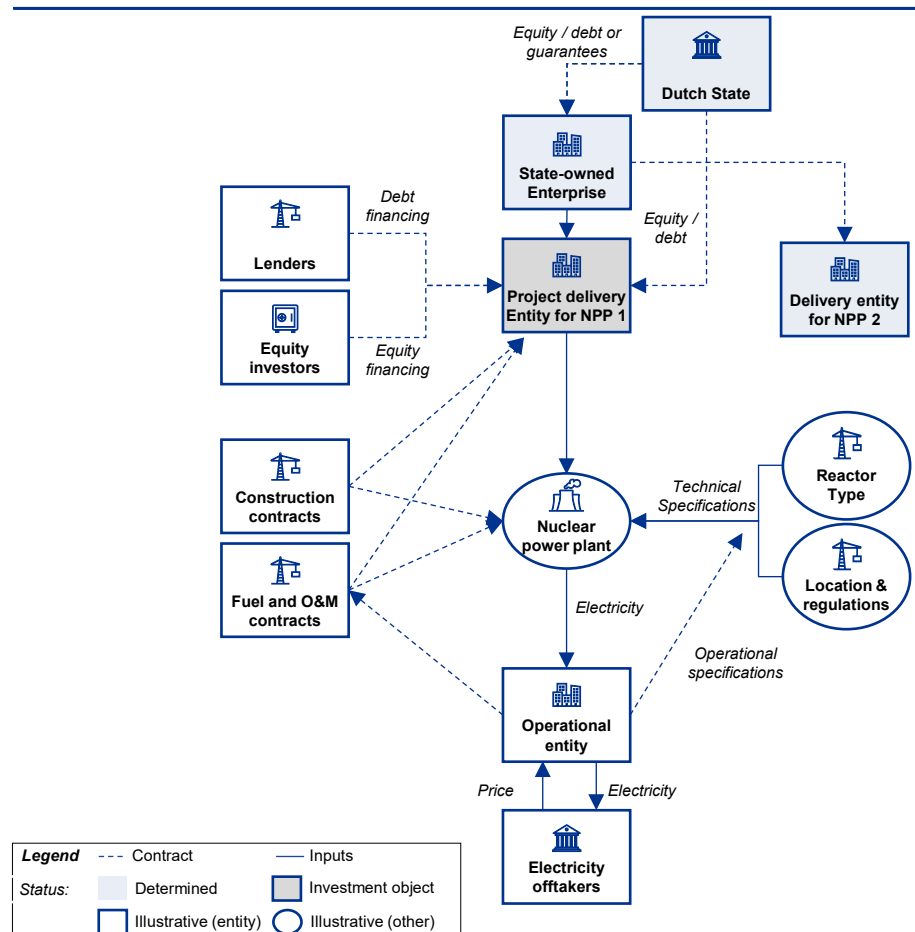
- The government has decided to develop the NPPs through a State-owned enterprise (‘‘SOE’’). This SOE will be structured as a holding company, and each SPV under the holding will run two reactor units. This structure provides the State with the flexibility to individually manage and dispose of operating entities and their assets through the holding company.
- The project delivery entities, responsible for the development of the investment object, may be financed by the government, either through the SOE or directly, as well as by lenders through debt financing and equity investors through equity financing. The financing structure is not yet determined.

Technical design and feasibility

- The government has engaged three international technology suppliers, Westinghouse (US), EDF (France) and KHNP (South Korea) to conduct technical feasibility studies on their designs.. At this stage, KHNP has withdrawn from all major European nuclear power projects, except for the one in the Czech Republic, citing strategic priorities as the reason for its decision.²
- These studies assessed whether the proposed reactor designs comply with Dutch regulations, can be physically integrated at the preferred site in Borssele, and are feasible in terms of construction time and cost.
- The outcome of these studies have been validated in the technical project review and assessed by the Authority for Nuclear Safety and Radiation Protection (ANVS) in a ‘‘general assessment’’.³ The technical feasibility studies found no immediate obstacles to licensing any of the proposed designs.

Sources: (1) Rijksoverheid: Kernenergie; (2) Kamerstukken II, 2024/25, 32 645, nr.139; (3) Kamerbrief KGG met kenmerk 98794225: ‘‘Voortgangsbrief nieuwbouw kernenergie mei 2025’’

Object of investment



The government is preparing for the construction of two NPPs, with the first expected to become operational as soon as possible after 2035 (1/2)

Technical design and feasibility (continued)

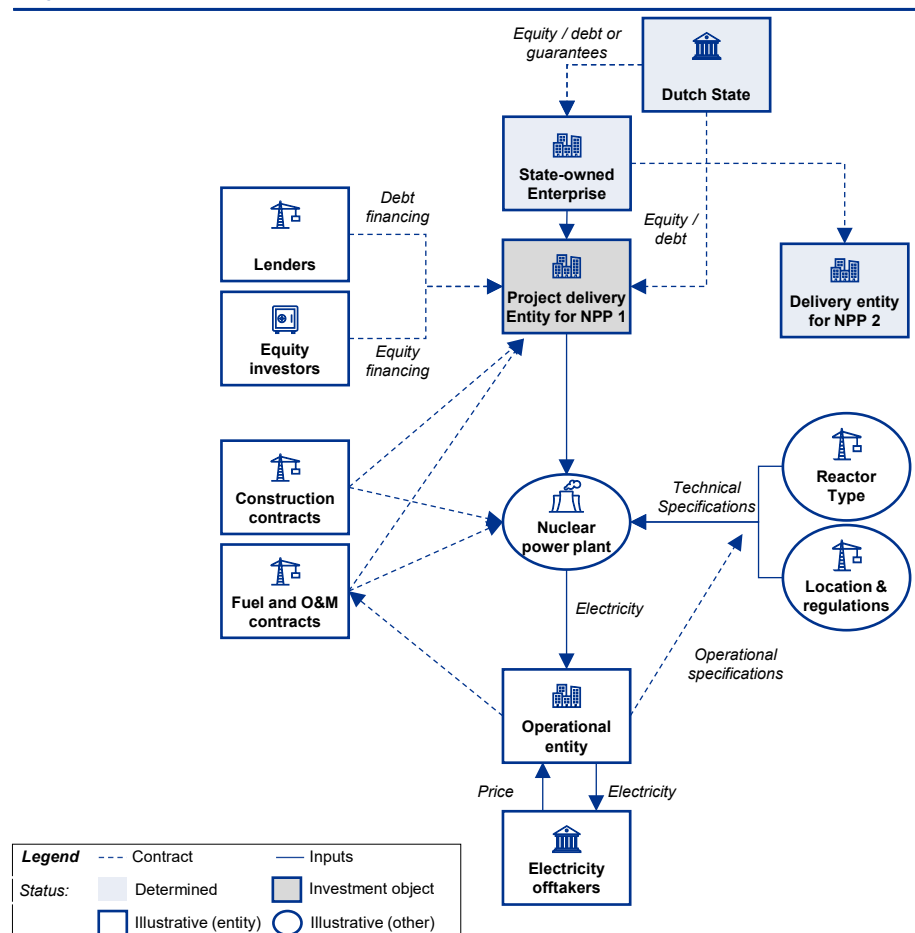
- The technical project review concluded that modifications to the Borssele site are necessary to accommodate the different designs. To ensure a competitive selection process, it's important that multiple designs can be physically implemented. The technical project review advises that if Borssele is chosen, further expansion of nearby land is required. Since location, available space, costs, and risks are closely linked, the project must be carefully managed to support a competitive technology selection. The government is currently pursuing this approach.¹
- The government plans to organise the technology selection process as a competitive procedure. The process will be phased, allowing evaluation and refinement of bids in stages. The preference is that the selection process will begin with location-independent criteria, while location-specific aspects will be addressed once the site is chosen. This approach encourages maximum competition and flexibility, unlike direct agreements with governments from which vendor arrangements may follow, which bypass competition.¹
- The government will present the principles and planning for the next 2–3 years to achieve a definitive technology selection to Parliament after the summer.¹

Location decision

- The Dutch State is in the exploratory phase of the project procedure to determine the location for two new nuclear power plants. Seven locations (including the preferred location in Borssele) across four regions are being investigated: Two in the Sloe area (Zeeland), One in Terneuzen (Zeeland), One on Maasvlakte II, Three in the Eemshaven. If multiple locations are deemed suitable, the government prefers a site in Zeeland.¹
- The progress in the exploratory phase is mainly driven by public input, coordination with regions, and the evaluation of research results. The government expects that by Q2 2026, the Integrated Impact Assessment (including the environmental report) will be robust enough to support a preferred location decision. If so, the draft decision and supporting documents will be published after summer 2026, followed by a final decision after public consultation¹.

Sources: (1) Kamerstukken II, 2024/25, 32645, nr.157; Rijksoverheid: Kernenergie.

Object of investment

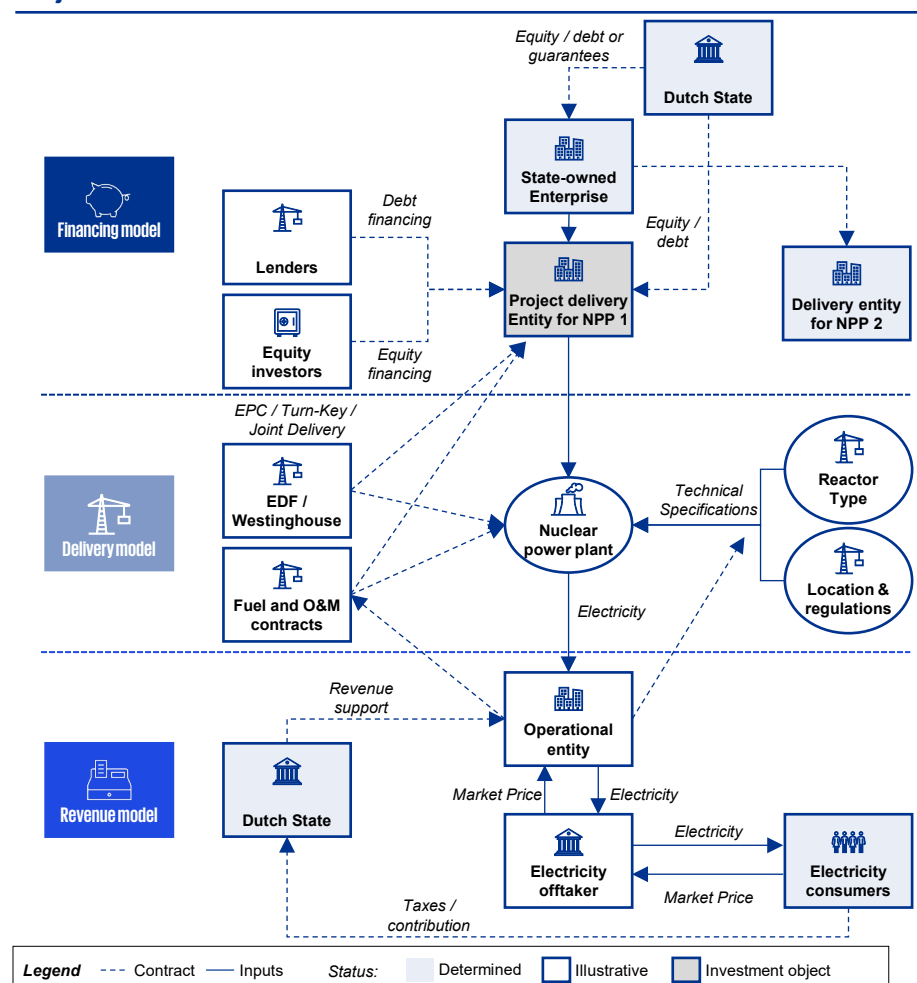


KGG is currently exploring project structures in support of vendor selection

KGG requested KPMG to support the assessment of various structures in support of the vendor selection

- The project is currently in the feasibility phase, with ongoing feasibility studies and establishment of conceptual preferences to advance to the construction phase. The government has decided to develop the NPPs through a SOE. The SEO will be structured as a holding company, each SPV under the holding will run two reactor units, each responsible for the construction and operation of the NPPs. This structure provides the State with the flexibility to individually manage and dispose of operating entities and their assets through the holding company.
- The current phase requires a decisions with regards to the project models:
 - **The financing model:** The government, as a shareholder, either directly or indirectly through an SOE, is expected to play a substantial role in financing the NPPs. The project structure also allows for capital contributions (debt/equity) from other parties.
 - **The delivery model:** In the current phase, several key aspects of the delivery model, including vendor selection and respective technical and financial specifications, are yet to be decided. Additionally, the location of the NPPs remains undetermined, which will significantly impact the technical specifications.
 - **The revenue model:** The revenue model of the operating entity is yet to be determined. Based on the market consultations, it is assumed that the operational entity will require some form of revenue support to assure private capital providers of their investment.
- The State must establish a project framework that integrates the financing, delivery, and revenue models, considering their interdependencies. For instance, a strong delivery model that mitigates investor risk can enhance the project's attractiveness to investors, thereby increasing the chances of securing private financing.

Project model



State support is necessary to mitigate higher costs and /or lower returns resulting from specific risks that characterise nuclear power plants

Project structure choices have implications on the GSP

- The choice for a project structure (financing-, delivery- and revenue model) also has implications for the government support that market participants require. For instance, if the government chooses to apply a CfD as part of its revenue model, investors are likely to require the counterparty of this CfD to have a financially strong backing by the Dutch State.
- The assessment for which KPMG has been appointed focuses on the financing workstream and seeks to develop a preferred GSP which will support the chosen project models and facilitate the nuclear newbuild project. The components of the GSP may include one (or a combination) of the following mechanisms:
 - **Owner financial support:** (Direct) equity investment from the government in the form of an equity stake in the project delivery entity (direct) or in the SOE managing the project delivery entity (indirect). Additionally, the government would be able to providing (in-)direct lending to the project.
 - **Lender/equity support:** government guarantees for lenders and or equity providers against financial risk.
 - **Revenue support:** government support in stabilising revenue streams for the project, shielding it from market volatility.
 - **Project risk allocation:** methodical distribution of diverse risks among stakeholders, accompanied by clear frameworks and agreements.
 - **Insurance and indemnities:** compensation from the government for losses incurred due to identified risks and unforeseen adverse events.
- The identified GSP should lead to sufficient clarity on the position of the Dutch State to start the process for selection of a vendor in 2026 or later.
- We note that, the different project structures (see subsection: *'financing models'* and *'revenue models'*) are inherently connected to GSP measures. For example, the financing of the NPP via State debt at low interest rates, may be both a financing model (owner financial support) as well as a GSP measure.

The role of the Government in developing this project is being further detailed

- KGG is working towards a decision in 2025 on the role of the national government in the nuclear newbuild. KGG has divided the project into four workstreams:
 1. A technical workstream aimed at the delivery model and vendor selection;
 2. A location assessment workstream aimed at deciding on a preferred location;
 3. A “Rijk-Regio pakket” workstream aimed at minimising the impact on environment and maximising opportunities for the region; and
 4. A financing workstream aimed at developing a GSP and the role that government will play in financing the NPPs.

Despite cost overruns and extensive required State support, nuclear projects remain economically and strategically of interest due to their long asset life

- While nuclear power plants demand significant upfront capital, their operational lifespan (often exceeding 60 years) enables cost recovery over an extended revenue period. This long-term horizon enhances economic resilience, even when initial capital expenditures surpass expectations.
- The ability to generate stable, low-cost electricity over decades means that, independent of construction risks or financing structures, the core Business Case for nuclear remains cash-positive.
- Beyond financial metrics, nuclear assets deliver strategic value: they provide reliable, dispatchable, low-carbon baseload power, bolster energy security, and support national decarbonisation targets. These attributes reinforce the investment rationale, even when short-term financial pressures are present..

KPMG's assignment is to provide advisory services with regards to the development of a preferred GSP

The Ministry of Climate and Green Growth ("KGG") has requested advisory services from KPMG

- KGG requested KPMG and Etara Partners Ltd ("Etara") for guidance on the financing structure and GSP for the construction of two nuclear power plants. Specifically, KGG requested advise on the following topics:
 - **Overall strategic support:** KGG requested KPMG and Etara to provide strategic guidance on the overall structuring of the financing package, drawing lessons from previous nuclear newbuild projects.
 - This included advising on key steps and milestones, analysing the relationship between the financing structure and the technology selection process, conducting ongoing risk assessments, and offering preliminary insights into potential contractual arrangements.
 - KGG requested KPMG and Etara to assist in preparing a decision-making framework ("DMF") that will help the government evaluate and compare different revenue and financing models.
 - **Quantitative assessment of the financing structures at the project level:** KGG requested the development of a financial model ("Financial Model") for the nuclear newbuild project. Based on this model:
 - KPMG carried out scenario analysis and stress tests which can be used in future decision-making processes, including State-aid procedures.
 - KPMG assessed various financing options over time, including refinancing strategies, and provides insights on the benefits and drawbacks of involving private finance.
 - **Quantitative assessment of the financing structures at the government level:** KGG requested analyses on how the different financing structures impact the government.
 - This includes evaluating options such as subsidies, guarantees and direct investments, and assessing their long-term impact on the public budget.

KPMG structured the advisory services in 5 workstreams

1. **Option analysis:** assessment of project and financing structures for NPPs.
 2. **Integrated Decision-Making Framework:** The development of a framework to compare and evaluate GSP options.
 3. **Strategic advisory support:** Strategic advice in interdepartmental discussions
 4. **Modelling:** the development of two models to analyse project finances and government budget impact
 5. **EC State aid assistance:** Provide input for State aid processes.
- KPMG organised regular workshops to align stakeholders, review progress and document key decisions.
 - KPMG acknowledges the importance of incorporating the best practices from similar projects. Accordingly, this project draws from the broader KPMG network's experience with NPP projects. Additionally, Etara has provided advisory support that leveraged on their in-depth knowledge of NPP development in Europe and has provided insights on the best market practices (via their participation in workshops and review of the report).

KPMG's assignment is limited to providing advisory services with regards to the development of a preferred GSP

- The delivery model of the project is the responsibility of KGG. It is explicitly out of scope of KPMG. KPMG notes that the delivery model can have significant impact on the risks of equity and debt providers and should be assessed accordingly.
- Many of the hypotheses presented in this document are based on our experience with comparable projects in the international context and KPMG's expertise. Note that these findings should be further validated. This ongoing process, which is structured as part of the broader project development and market sounding process, will help determine whether the assumptions hold in the Dutch context and whether investor preferences have evolved.

Advancing Towards a Preferred GSP Package Through Strategic Evaluation and Stakeholder Engagement

As part of the broader process, this report represents the next step towards a preferred GSP

- The reports from Amentum - Third Party Review, BNP Paribas - Dutch Nuclear Newbuild Program and EY – Renumeration models & financing structures have been thoroughly reviewed. Earlier reports have been reviewed, and the conclusions and insights derived from them are referenced and built upon. This report represents a next step in the overall process.

Stakeholders were actively engaged through meetings, workshops, and other discussions, allowing for the incorporation of valuable input throughout the process

- Over the past months (March 2025 – August 2025), KPMG has worked closely with the KGG project team to advance the various workstreams (e.g., financial model, option analysis) and move towards the development of this report. To ensure structured collaboration, weekly update calls were established between KPMG and the KGG project team. These calls served to monitor progress across the workstreams and to incorporate valuable input from the KGG project team.
- KPMG organised monthly workshops. These workshops were designed as iterative sessions, emphasising preparation, reflection, and joint discussion with the relevant stakeholders. Stakeholders attending (some of) the workshops included the KGG project team, delegates from the Ministry of Finance, Etara and KPMG.
- Additional meetings were held with the Ministry of Finance, Wetgeving en Juridische Zaken (“WJZ”) (part of KGG) and Afdeling Eigenaarsadviesing to review progress across the various workstreams, gather feedback, and ensure active engagement of these key stakeholders.
- Throughout the course of the project, KPMG engaged with professionals from its KPMG international network who have experience with NPPs and through collaboration with Etara, who contributed their in-depth knowledge of NPP development in Europe through several meetings, discussions and reviews.

Over the past months, substantial efforts have been undertaken to advance the work, culminating in the preparation of this report

- A DMF was developed through an iterative and collaborative process involving key stakeholders and experts. This approach ensured that the framework reflects a broad range of perspectives and is grounded in practical, policy-relevant insights. The DMF serves as a structured tool to guide the evaluation and comparison of different project and GSP options along the axis of five key criteria, of which affordability has been determined as the differentiating criteria.
- As part of the option analysis, individual financing and revenue models were examined in detail. Multiple sessions, as outlined on the left, aimed to identify and articulate the key characteristics, strengths, and limitations of each model. In parallel, each option was systematically evaluated against the DMF.
- Based on the assessment of the various options along the axis of the DMF, certain scenarios have been disregarded and others analysed further. The latter ones have been assessed via a Financial Model that KPMG has developed.
- The quantitative assessment of the individual scenarios has also led to sensitivity analysis in order to gain further insights on how key parameters respond to changes in the business case (“Business Case”), capital expenditures and financing assumptions (see subsection: ‘*Scenario Analysis*’).
- This assessment has been conducted under the guidance of the DMF, which provides a structured approach to evaluating the financial and strategic implications of each different project models. The assessment has led to a preference for a project model that seeks affordability, measured as the lowest Levelized Cost of Energy (“LCOE”). As a result, this has led to a project model that is heavily financed by public funds but maintains flexibility to attract private financing at a later project stage.

Chapter

Management Summary

Introduction

Precedent NPP models used in Europe

Integrated Decision-Making Framework

Option Analysis

Scenario Analysis

Preferred Government Support Package

A person wearing a white hard hat and a high-visibility orange safety vest is shown in profile, holding a laptop. The background is a blurred industrial or construction site at dusk or dawn.

Precedent NPP models used in Europe

The success of a nuclear power plant project depends on the effectiveness of its financing-, revenue-, and delivery model

When developing NPPs, three interdependent project models must be considered, as they collectively determine the project’s feasibility

- Financing model:** outlines the financial structure and capital sources necessary for the construction and operation of an NPP. It defines how financing is arranged through a mix of debt, equity and the overall gearing ratio (debt-to-equity balance). Common financing models for NPPs include:
 - State Financing:** Direct government financing via equity injections and loans. This includes variations such as State guarantees, rather than direct financing.
 - Export Credit Agency (“ECA”) Financing:** Loans or guarantees supported by ECAs, typically tied to contracts with domestic exporters.
 - Private Financing:** Investment from private entities such as pension funds or infrastructure investors.
 - Owner-Led Financing:** Equity contributions from the NPP owners (e.g., government or consortia), using their own capital.
 - Vendor Financing:** Financial support from technology or equipment suppliers, often in the form of loans or guarantees.
- Revenue model:** outlines how an NPP generates income^(a):
 - Full Market exposure:** a model where revenue is generated in the open energy market and is fully exposed to volatility in demand and prices.
 - Regulated Asset Base (“RAB”):** A model where revenue is generated over the NPPs regulated assets, ensuring a return on investment at an early phase.
 - Contract for Difference (“CfD”):** A revenue model that guarantees a fixed capped price for electricity generated, providing stability and predictability for investors.
 - Power Purchasing Agreements (“PPA”):** Long-term contracts between the nuclear power plant and electricity buyers, ensuring a steady revenue stream.

Note that all models may still involve some degree of market exposure depending on their design.

3. Delivery models: The delivery model includes the technical design and contractual agreement between the project and the technology provider for the construction of the nuclear power plant:

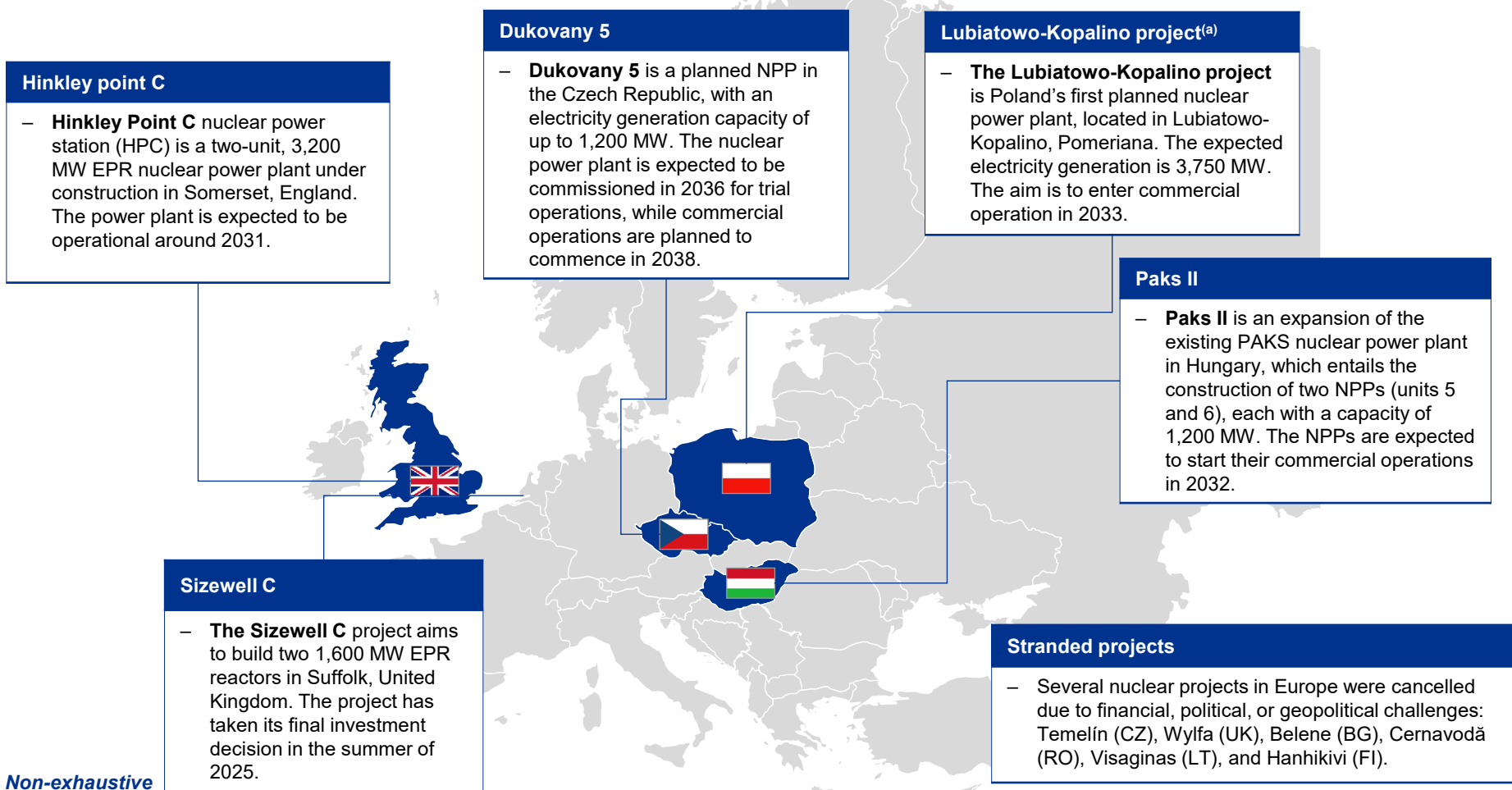
- Turn-Key:** An approach where a single contractor is responsible for the entire project, from design to construction and commissioning.
- Engineer, Procure, Construct (EPC):** A model where the contractor handles engineering, procurement, and construction. Another form, **multiple EPC contracts**, divides the project into separate packages, each assigned to a different contractor under its own EPC contract
- Joint-Delivery Model:** A collaborative approach with multiple stakeholders, sharing responsibilities and risks throughout the project lifecycle.
- Multi-contracting:** Under multi-contracting, construction is divided into various contractual work packages.^(b)

Project models (most common options)

 Financing model	State financing	Private financing	Vendor financing
	ECA financing	Owner-led financing	Mixed
 Delivery model	Turn-key	Multiple EPC	Multi-contracting
	EPC	Joint-delivery	
 Revenue models	Market exposure	PPA	Mixed
	RAB	CfD	

Note: (a) The Mankala model, a cooperative ownership structure, is not included as it was noted by the Amentum Third-party review that at this stage the model is unlikely to generate sufficient stakeholder interest required to support a project of this nature. (b) Note that In multiple EPC contracts, each contractor delivers a full EPC scope, whereas in multi-contracting, the project is broken into smaller, specialised work packages, often without full EPC responsibility per contract. Sources: OECD: Effective Frameworks and Strategies for Financing Nuclear New Build; World Nuclear Association: Financing Nuclear Energy.

In the past, numerous notable nuclear power plant projects have been initiated with different State support designs to mitigate the same risks



Non-exhaustive

Notes: (a) The project does not have a specific name in online available sources, we will refer to it as the Lubiatowo-Kopalino project. (b) Although the original expansion of the Temelín nuclear power plant (a third and fourth reactor) was previously cancelled, the option has now potentially been revived under the contract between the Czech government and Korea Hydro & Nuclear Power.

The selected cases highlight both the evolving nature of State support and the diverse range of project models that have been employed over time

The cases provide valuable insights into the financial, political, and strategic evolution of nuclear energy projects in a rapidly changing global context

- This report examines a selection of nuclear power projects initiated or developed between 2010 and 2025—a period marked by significant shifts in political priorities, energy market dynamics, and strategic considerations.
 - During these years, the global energy landscape evolved substantially, with increasing emphasis on energy security, fluctuating electricity prices and demand, and changing public and political attitudes toward nuclear energy.
- All of the projects analysed experienced substantial cost overruns, which have had a direct impact on investor risk appetite and the overall financial viability of nuclear ventures.
 - Many of these projects required substantial State support, highlighting the evolving role of governments in enabling nuclear development.
 - The selected cases not only illustrate how the level and form of State support have changed over time but also demonstrate the variety of revenue and financing models that have been applied. In most instances, a hybrid approach proved necessary to make projects feasible.
- Despite strong policy ambitions, several European nuclear projects were cancelled before reaching financial close, highlighting the challenges of delivering large-scale infrastructure under uncertain market and geopolitical conditions.:
 - Temelín: Low power prices; no government price guarantees.
 - Wylfa: Financing deal with UK government fell through.
 - Belene: Investor uncertainty and political shifts.
 - Cernavodă: Strategic pivot away from Chinese partners.
 - Visaginas: Rejected in national referendum.
 - Hanhikivi: Cancelled due to geopolitical risks post-Ukraine invasion.
- On the following pages an overview will be provided of the different cases, their financing- and revenue models and strategic considerations.

Overview of selected cases		
Country		Case study
 Hungary		Paks II
 Czech Republic		Dukovany 5
 Poland		Lubiatowo-Kopalino
 United Kingdom		Hinkley Point C
 United Kingdom		Sizewell C
 Czech Republic		Temelín (cancelled)
 United Kingdom		Wylfa (cancelled)
 Bulgaria		Belene (cancelled)
 Romania		Cernovoda (cancelled)
 Lithuania		Visaginas (cancelled)
 Finland		Hanhikivi (cancelled)

Paks II highlights the geopolitical nature of nuclear projects and shows that revenue support is not necessarily required in fully State-financed cases

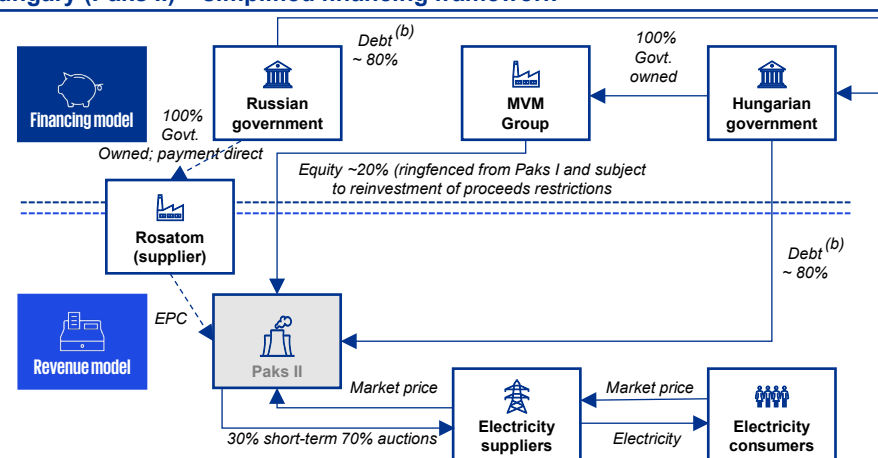
The Paks II project has limited government support as no private investors are included in its structure

- **Paks II** is an expansion of the existing PAKS nuclear power plant in Hungary, which entails the construction of two NPPs (units 5 and 6), each with a capacity of 1,200 MW. The NPPs are expected to start their commercial operations in 2032.¹
- The NPP will be developed by (“MVM Group”), which is wholly owned by the Hungarian government. *MVM Paks II Nuclear Power Plant Development Private Company Ltd.* and occurred via an EPC contract with JSC NIAEP^(a), a Russian SOE for a total value of EUR 12,5 billion.
 - **Financing Model:**
 - State financing: Paks II was financed based on an Intergovernmental Agreement (IGA) between the Russian Federation and Hungary. Within the IGA, Russia – via the Vnesheconombank^(b) - provides Hungary with a State loan in the form of a revolving credit facility covering 80% of the EPC contract with rates between 3,95% and 4,95%. The remaining 20% of the EPC contract is paid by Hungary.
- **Revenue Model:**
 - The Hungarian State envisages that the electricity generated by Paks II will be sold on the market in accordance with typical market-based sales agreements.
 - At least 30% of its total electricity output will be sold on the day-ahead, intraday and future market via the Hungarian Power Exchange (“HUPX”). The rest of its electricity output will be sold on objective, transparent and non-discriminatory terms by way of auctions. These characteristics are deemed of great importance to the EC to prevent that the electricity produced by Paks II (or any other NPP) can be monopolised in long term contracts posing risks to market liquidity.

Strategic considerations

- Paks II highlights the geopolitical implications of NPP projects. The project has benefited from the geopolitical dynamic at present. The project is funded through “support” from Russia, but it is unofficial support and not part of EU State aid.
- In September 2025, the European Court of Justice (ECJ) concluded that the EC's State Aid assessment for the Paks II project failed to adequately justify compliance with EU procurement rules, specifically regarding the direct award of the construction contract to Rosatom without a public tender. The decision highlights the rising influence of geopolitical dynamics in Nuclear New build programmes.
- The revenue model of Paks II explicitly shows how a NPP only requires an extensive revenue support model (such as a CfD in the case of Dukovany) if private investors are exposed to revenue risk of the project for their return. If the development of the NPP is fully in the hands of publicly backed host country parties, no revenue support is necessary. All together, the Paks II case underlines that a GSP can be limited if no private investors are incorporated in the project.

Hungary (Paks II) – simplified financing framework



Notes: (a) Joint-Stock Company Nizhny Novgorod Engineering Company Atomenergoproekt, A Russian State Owned Enterprise; (b) The Bank for Development and Foreign Economic Affairs of Russia; (b) The intergovernmental agreement loan between Russia and Hungary is State-to-State, so the full loan flows through the Hungarian State not as debt to the project company, even if funding releases are directed to the project company. Sources: (1) World Nuclear Association: Nuclear Power in Hungary; OECD: Effective Frameworks and Strategies for Financing Nuclear New Build.

Dukovany 5 relies largely on public financing, whilst leveraging on the experience of ČEZ as operator

Dukovany 5 relies heavily on State financing

- **EDU II (“Dukovany 5”)** is a planned NPP in the Czech Republic, with an electricity generation capacity of up to 1,200 MW. The nuclear power plant is expected to start its commercial operations in 2038.
- The NPP will be developed by EDU II, that is created for the construction and operation of the plant. EDU II is for 80% owned by the Czech government and for 20% subsidiary by ČEZ. ČEZ is a listed company, with the Czech Republic as its majority stakeholder (+/- 70% of shareholder rights).¹ KHNP has been selected to build two APR-1000 units at a project cost of approximately EUR 15.8 billion.³
 - **Financing Model:**
 - State financing: The Czech State will provide a major portion of its financing through State-financed debt (98%).² During construction, the Czech State charges 0% interest. Whilst the interest rate, during operations, will be based on the Czech State debt costs for the given year² plus 1 percentage point.
 - Owner-led financing: The remaining 2% of the capital structure is covered by an equity investment from the Czech State and ČEZ. This contribution primarily covered the preparatory phase, including the establishment of the project organisation and early-stage development activities. Additionally, ČEZ will provide EUR 1.77 billion^(a) in committed contingent equity to cover potential cost overruns. This structure is designed to incentivise ČEZ to control and minimise such overruns, while also ensuring that ČEZ bears the primary financial risk. Any further cost overruns beyond this amount will be covered by the Czech State.
- **Revenue Model:**
 - EDU II will supply all its power generated to a SPV, fully owned by the Czech State (“Supply SPV”), via a Purchasing Contract (“PC”) of 40 years, after which it will have direct market exposure. The purchasing price within the PC is defined based on a formula which has similar effect as a two-way CfD², providing a minimum price, whilst including an upward limit for EDU II. Via this structure, the State provides maximised revenue support to EDU II.
 - The Supply SPV will sell 70% of EDU II’s electricity output on the day-ahead, intraday and future market, whilst 30% will be sold via transparent auctions.

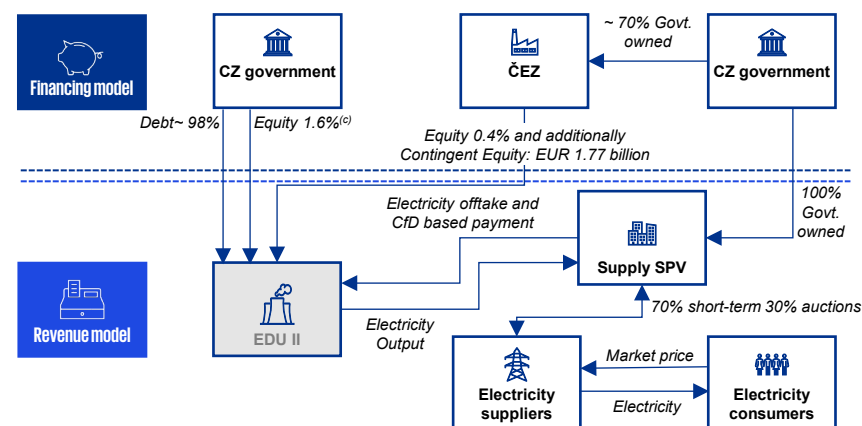
– Risk/gain sharing mechanism:

- The Czech State applies risk/gain sharing mechanism which shares any gains above [9 to 11% RoE] in a 50:50 basis between EDU II and the Supply SPV in the first 40 years, and 60:40 in the ensuing 20 years.^(b)

Strategic considerations

- In the Dukovany case a First Implementing Contract was closed between the State, ČEZ and EDU II wherein the fundamental interests of the State are safeguarded. The project initially followed a competitive tender involving KHNP, EDF, and Westinghouse. The technology selection led to challenges from EDF and Westinghouse which now are understood to have been dropped.
- The ability to (partially) expose private investors (via equity contributions) to cost-overruns is the result of the strong financial position of ČEZ, and the revenue support provided by the Czech State. Further financing contributions (in the form of either equity or debt) from ČEZ would (likely) lead to an increase in ČEZ’s gearing (% of debt capitalisation) which may negatively impact its credit rating.
- In the Dutch context there is no entity which will bear similar risks.

Czech Republic (Dukovany 5) – simplified financing framework



Notes: (a) The cap of EUR 1.77 billion has been the result of commercial negotiations between the involved parties; (b) The returns of the project will be assessed at 5-year intervals after CoD;

Sources: (1) World Nuclear Association: Nuclear Power in Czech Republic; (2) EC Decision SA.58207; OECD: Effective Frameworks and Strategies for Financing Nuclear New Build; (3) World Nuclear Association: KHNP sets out plan for USD 18.6B Czech Nuclear project.

Lubiatowo-Kopalino introduces large scale involvement of ECA financing in the project structure

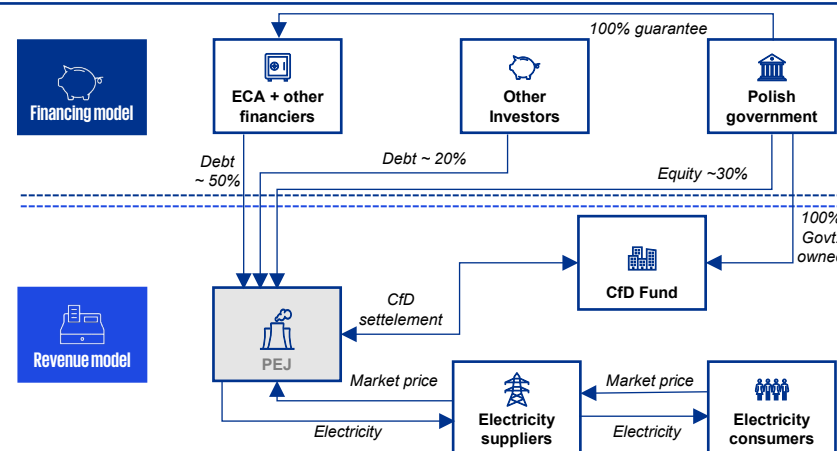
The Lubiatowo-Kopalino project leverages on ECA financing

- **The Lubiatowo-Kopalino project** refers to Poland's plan to develop three III+ generation NPPs, located in Lubiatowo-Kopalino. The expected electricity generation of the project is 3,750 MW. Commercial operation is foreseen for 2036.
- The NPP will be developed by Polskie Elektrownie Jądrowe sp. z o.o ("PEJ"), a 100% State-owned investment vehicle established for the purpose of nuclear energy deployment in Poland. In December 2022 it signed a cooperation agreement with Westinghouse for the delivery of the NPPs. Poland and the U.S. already had an Intergovernmental Agreement ("IGA") on civil nuclear cooperation, signed in 2020¹. The total EPC costs are estimated at EUR 45 billion.
- **Financing Model:**
 - State financing: Poland will provide 30% of the investment costs in equity.
 - ECA financing: a consortium of ECAs are expected to provide 50% of the investment costs. The Polish State has secured Letters of Intent's ("LoI") of:
 - the United States for EUR 17,5 billion, France for EUR 3,5 billion and Canada for EUR 1,4 billion². The ECA financing will be secured via a 100% guarantee from the Polish State against no guarantee fee.
 - Private financing: The remaining 20% is foreseen from Polish and foreign investors in the form of debt financing and 100% guaranteed by the State.
 - In case of cost overruns PEJ will first attempt to obtain additional financing from ECAs, with the back-up option for equity contributions from the State.
 - If the sought amounts are not realised, the Polish government will cover the funding gap.
- **Revenue Model:**
 - PEJ will be selling the produced electricity either via PPA auctions or through organised markets. Additionally, PEJ will be the beneficiary of a two-way CfD with a duration of 60 years. Its revenue will accordingly be the sum of its market revenues and the difference (settlement) payments under the CfD.
 - The counterparty of the CfD will be a 100% State-owned dedicated CfD fund²

Strategic considerations

- The EC has not yet decided on the proposed State aid measures submitted by the Polish government. In this light, challenges to the proposed measures have been identified, such as the tenor of the CfD (60 years), which is considerably longer than the applicable tenor for Dukovany (40 years). In this light other challenges may arise that may lead to adaption of the State support package.^(c)
- The Polish project limits the cash outflow from the Polish government to a 30% equity stake, whilst leveraging on ECA's and private investors to provide 70% of the project's investment. To activate these parties, the Polish State provides a GSP including a 100% guarantee to ECAs, minimising their exposure to the NPP, and a CfD mechanism, securing returns for investors.
- All together, the Polish case underlines that a GSP may mobilise (private) capital for a complex project, such as an NPP, if the underlying GSP provides sufficient risk mitigation for the involved investors.

Poland (Lubiatowo-Kopalino project) – simplified envisaged financing framework



Notes: (a) Based on footnote 41 of the EC's invitation for comments on SA.109707 (b) provided via U.S. EXIM and the American International Development Finance Corporation - BPIFrance and Société de Financement Local ("SFIL") - Export Development Canada ("EDC"). (c) In September 2024, Poland notified the Commission of its plan to support State-owned company Polskie Elektrownie Jądrowe sp. z, the EC is currently investigating the aid package. Sources: (1) U.S. Department of State: Agreement to Advance American Civil Nuclear Deal in Poland. (2) EUR-Lex STATE AID – MEMBER STATE – State aid SA.109707 (2024/C) (ex 2024/N); EC Decision SA.109707.

Hinkley Point C underlines how private financing may become more available closer to COD

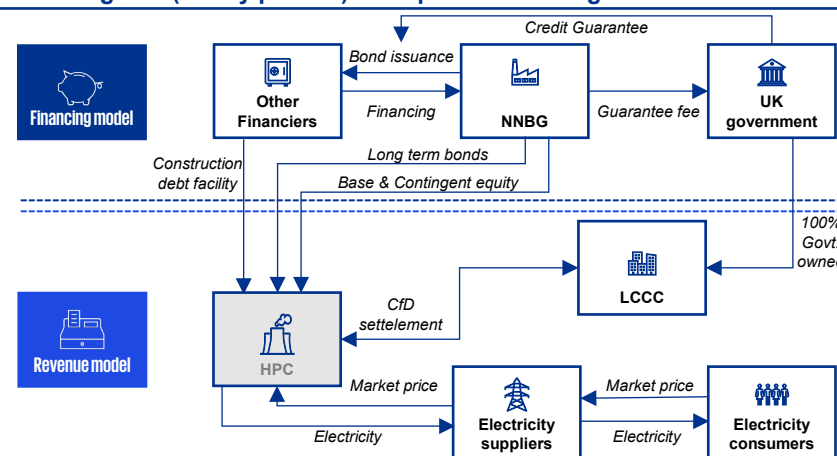
The financing and revenue models for Hinkley Point C and Sizewell C differ significantly from one another

- **Hinkley Point C** nuclear power station (“HPC”) is a two-unit, 3,200 MW EPR nuclear power plant under construction in Somerset, England. The power plant is expected to be operational around 2030¹.
- The NPP is being developed and operated through the project company Nuclear New Build Generation (“NNBG”). NNBG is owned by EDF (66.5%) and by China General Nuclear Power Group (“CGN”) (33.5%)^(a). EDF has been selected as the technology provider for the GBP 34 billion project^(b). While NNBG was originally owned by EDF and CGN at the time of the investment decision, CGN halted its financing in 2023 pursuant to its rights under the SHA^(c) to a capped exposure.²
- **Financing model:**
 - Owner-led financing: HPC is financed by NNBG via various debt and equity instruments: (1) Base Equity; (2) Contingent Equity; and (3) debt financing. The latter was back-to-back secured via a guarantee provided by the UK in return for a guarantee fee. This guarantee was never used.
 - Private financing: Apollo Global Management has committed GBP 4.5 billion in debt financing in support of the completion of HPC in 2025. Underlining that private capital becomes more attainable closer to COD.
- **Revenue Model:**
 - HPC includes a CfD in order to mitigate electricity market price risks by providing price certainty over the first 35 years of operation. For HPC, EDF and the UK government agreed on a strike price of GBP 92.50/MWh (inflation indexed). The CfD is administered by a government-owned counterparty, the Low Carbon Contracts Company (LCCC).
 - The UK provides investors to NNBG’s compensation should the government decide to shut down HPC on political grounds.
- **Risk/gain sharing mechanism:**
 - The UK applies a gain sharing mechanism between NNBG and LCCC for any gains realised with regards to the construction and a RoE threshold.

Strategic considerations

- HPC is the only project, of the ones discussed so far, that has received State Aid approval, reached financial close (FC) and begun construction. Reflecting on how the State measures have materialised we note that:
 - The Credit Guarantee by the UK government has not been utilised. Both CGN and EDF, through government support from their respective countries, were able to source cheaper finance.
 - Both CGN and EDF, via NNBG, are exposed to a large amount of construction cost overrun risks, via their Base- and Contingent equity. Accordingly, cost overruns directly (negatively) impact their Internal Rate of Return (“IRR”).
 - The complexity of external equity financing is illustrated by the impact that extensive cost overruns had on the withdrawal of CGN from the project, as its commercially agreed capped exposure was reached.
- The lessons from HPC, whereas the vendors (albeit State backed) were exposed to cost overrun risks, has led to a more risk averse position among vendors.

United Kingdom (Hinkly point C) – simplified financing framework



Notes: (a) At the time of the final investment decision. (b) GBP 31-34 billion in 2015 prices (c) Shareholder Agreement

Sources: (1) World Nuclear Association: EDF announces Hinkley Point C delay and rise in project cost; (2) Bloomberg: China's CGN Halts Funding for UK's Hinkley Nuclear Plant; OECD: Effective Frameworks and Strategies for Financing Nuclear New Build.

Sizewell C provides additional insights on the Regulated Asset Base model to finance NPPs

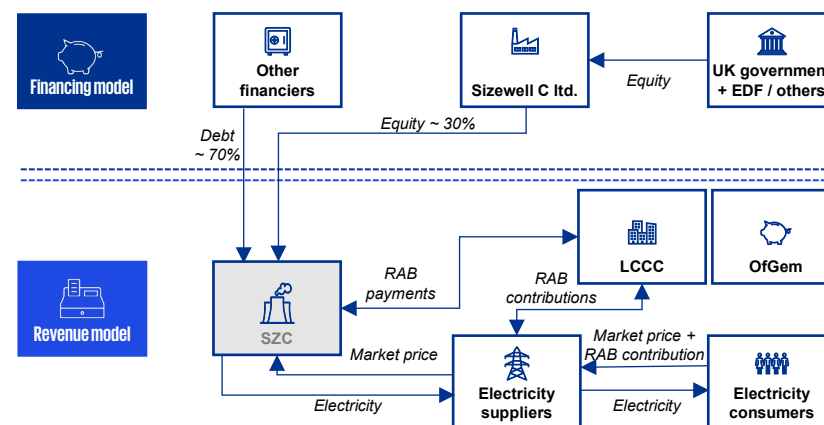
The financing and revenue models for Hinkley Point C and Sizewell C differ significantly from one another

- **The Sizewell C** project aims to build two 1,600 MW EPR reactors in Suffolk, UK. The project reached its FID in July 2025, whilst operational date remains unclear.
- The NPP will be developed and operated through the project company Sizewell C Limited (“SZC”). SZC will be developed by EDF, who owns 12.5%, whilst the UK government owns 44.9%^(a). The project is expected to cost GBP 38 billion^(a).
 - **Financing Model:**
 - The total financing of the project is foreseen at GBP 50 billion, consisting of GBP 41.6 billion in debt and the rest in Equity, leading to an 83% debt-to-equity ratio.
 - The equity is to be provided by the State (45%), and the rest from EDF and other private investors, such as Amber Infrastructure. The debt is to be financed by the National Wealth Fund (NWF) and ECA insured (by France) private bank funding of GBP 5 billion.
 - **Revenue Model:**
 - SZC applies a RAB model which allows the LCCC to collect charges from electricity suppliers (who in turn pass these costs on to end-users), as a compensation for the investments activated in SZC’s regulated asset base. Ofgem^(b) sets these charges that ensure steady revenue for investors throughout the project’s lifetime. Additionally, Ofgem decides which costs can be activated. By doing so, an incentive is set to minimise cost overruns.
 - Equity and debt investors fund the baseline project costs, including risk contingencies, over which they receive a return. Cost overruns (up until a *funding cap*) will differentiate between a share included in the asset base (funded by both debt and equity and generating a return) and a share not included in the asset base (provided by equity against no return).
 - Additional costs above the *funding cap* can be covered via additional equity investments, adjusted revenue as well as an additional GSP.

Strategic considerations

- The inability of the designed CfD model (see HPC) to raise private capital during the construction period, led to the UK decision to apply a RAB for SZC.
- Additionally, the UK considered a value-for-money argument that the RAB should mean lower cost of capital (see subsection: *Option Analysis*). The RAB model enhances the willingness of (private) investors to fund a project during construction. However, it is worth noting that the RAB model is complex and its applicability for a complex asset like a NPP is yet unproven.
- Despite the interest in the UK, it is worth noting that setting up the regulatory framework for SZC has been an extensive process covering multiple years:
 - July 2019: Government consultation on using RAB for NPPs;
 - 2019-2022: Policy developments, stakeholder engagement, and legislative drafting in advance of the Nuclear Energy (Financing) Act;
 - Post 2022: Additional regulatory steps to tailor the model specifically for SZC

United Kingdom (Sizewell C) – simplified (expected) financing framework



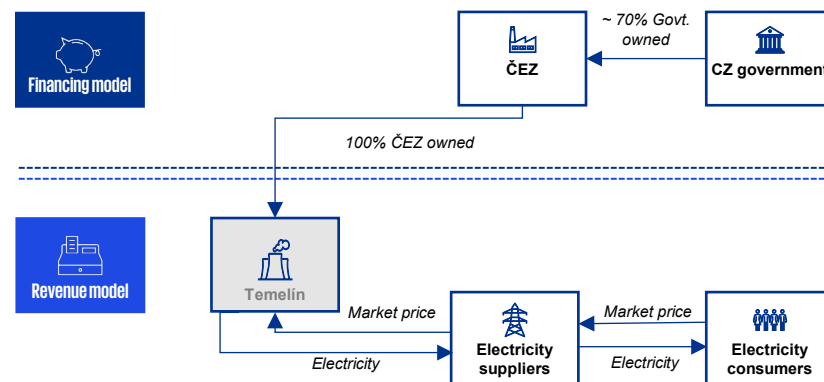
Notes: (a) [Final Investment Decision reached for Sizewell C – the biggest British clean energy project in a generation - Sizewell C](#) (b) The level of the levy charges is to be calculated by the Office for Electricity and Gas Markets (Ofgem), in line with the terms of the license. Ofgem will publish economic guidance to demonstrate how they will go about calculating the revenue. Sources: Sizewell C; OECD: Effective Frameworks and Strategies for Financing Nuclear New Build; Amertum Third Party Review; “A first look at the Sizewell C financing: [A first look at the Sizewell C financing – Simon Taylor’s Blog](#)”

In 2014 ČEZ cancelled the Temelín expansion due to the Czech government's refusal to provide financial support to the project

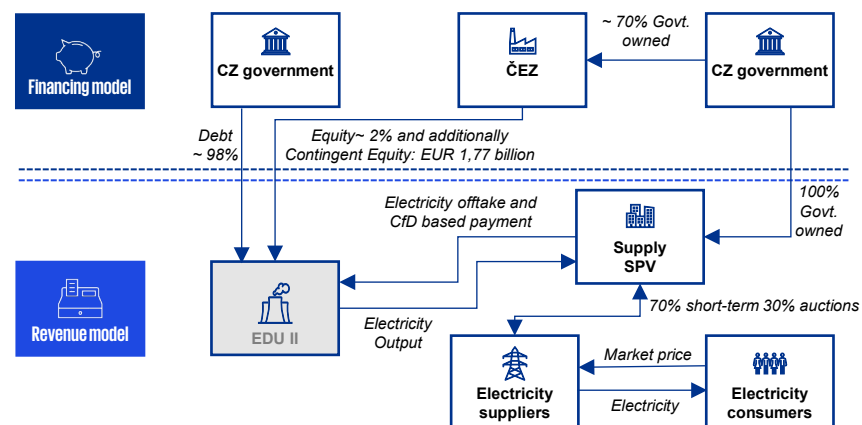
Prior to the EDU II project in Dukovany the Czech Republic pursued (and cancelled) the expansion of the Temelín nuclear power plant

- **The Temelín project** was a planned expansion of the current Temelín nuclear power plant (by ČEZ) in the Czech Republic. The expansion was cancelled prior to the current Dukovany EDU II project.
- The cancellation of the Temelín nuclear power plant expansion in 2014 was primarily driven by economic and political factors.
 - At the heart of the issue was the Czech government's refusal to provide price guarantees for the electricity that would be generated by the new reactors or change of law protections. Without a mechanism like a contract-for-difference to ensure stable returns, the project became financially unviable for ČEZ, the State-controlled utility.
 - This was compounded by a sharp decline in electricity market prices, which significantly reduced the expected profitability of the investment. The lack of a clear and supportive policy framework for nuclear energy at the EU level further added to investor uncertainty.
 - ČEZ ultimately reassessed its strategy, concluding that without stronger State involvement and clearer regulatory support, the risks outweighed the benefits. The Dukovany project, which followed Temelín, included such protections—making it more attractive to ČEZ.
 - The Temelín project highlighted the need for substantial State involvement in the development of a viable Business Case for private parties aspiring to develop Newbuild NPPs.
- **The Dukovany EDU II project**, now under development, represents the Czech Republic's renewed effort to expand its nuclear capacity with significant State involvement compared to the Temelín project.
- Two additional units at the Temelín Nuclear Power Plant are under consideration. According to KHNP, “should the Czech government decide within the next three years to move forward with Temelín Units 3 and 4, KHNP would be eligible to enter into further contracts with EDU II following additional negotiations.”¹

Czech Republic (Temelín, 2014) – simplified financing framework



Czech Republic (Dukovany 5) – simplified financing framework



Sources: (1) World Nuclear Association: KHNP sets KHNP sets out plans for USD18.6bn Czech nuclear project; World Nuclear Association: Nuclear Power in Czech Republic; Power Technology: CEZ scraps Temelin nuclear power plant expansion tender.

The key findings of the presented cases is that financing- and revenue model choices are shaped by each country's national context

Key drivers of financing- and revenue model choices

1. National and Industrial Context

- Financing models are tied to policy-, regulatory-, and industrial environment.
- For example, The UK's use of the RAB model is the result of the successful application of the model in the Thames Tideway Tunnel. This project triggered a wave of RAB based projects in the water, hydrogen and nuclear sectors.
- The application of large-scale State financing in Dukovany is (partially) driven by the emphasis on affordability (low LCOE), as the low interest financing limits the costs of capital. This impact is furthermore strengthened by the 0% interest rate applied during construction.

2. Project Maturity and urgency

- Proven designs lead to reduced risk premiums by investors. First-of-a-kind (FOAK) projects often require more public support due to higher perceived risks and larger contingencies / uncertainties in Capex.
- Countries with urgent energy needs, consider speedy access to financing key, and may refrain from the complex process of mobilising private capital.
 - The Dukovany project illustrates a relatively straightforward financing model, whereas the UK's approach—though more complex—enables greater mobilisation of private capital

3. Availability of cheap public financing

- Countries with access to low-cost sovereign borrowing can afford to take on more upfront risk or provide cheaper State-backed loans.

4. Political and Public Acceptability

- The model must align with political drivers, such as government agreements and policy goals, which influence the implementation of such projects. For example, affordability for consumers and transparency in public spending.
- The EC's Electricity Market Reform assumes a CfD as preferred measure for supporting the development of (renewable) energy projects.

Project structures of case studies		
Model	Option	Project
Financing 	State financing	    
	ECA financing	 
	Private financing	 
	Owner-led financing	
	Vendor financing	  
Revenue 	RAB	
	CfD	  
	PPA	 
Delivery 	Turn-key	
	EPC	
	Multi-EPC	
	Joint-delivery	
	Multi-contracting	

Key: Paks II  Dukovany  PEJ project  HPC  Sizewell C 

Sources: OECD: Effective Frameworks and Strategies for Financing Nuclear New Build; World Nuclear Association: Financing Nuclear Energy.

State aid considerations: Lessons from other European nuclear projects

State aid considerations

- The European Commission's evaluation of State aid cases under Article 107(3)(c) TFEU—as seen in projects like Dukovany, Sizewell C, Hinkley Point C, Paks II, and Lubiato-Kopalino—follows a structured assessment across four key criteria: objective of common interest, necessity and market failure, proportionality, and minimising market distortion.
 - First, the objective of **common interest** is consistently recognised in these cases, with the Commission affirming that nuclear energy projects contribute to EU-wide goals such as energy security, decarbonisation, and diversification of energy sources. These projects are seen as instrumental in achieving climate neutrality and reducing reliance on fossil fuels, aligning with broader EU strategies like REPowerEU.
 - Second, the **necessity and market failure** criterion is addressed by demonstrating that nuclear projects face unique financing challenges—high capital intensity, long development timelines, and significant regulatory risks—that deter private investment. The Commission acknowledges that without State support mechanisms such as Contracts for Difference (CfDs), equity injections, or guarantees, these projects would likely not proceed, thereby validating the need for intervention.
 - Third, the **proportionality of aid** is tested through financial modelling and scenario analysis. The Commission ensures that aid is limited to the extent necessary to close the funding gap and avoids overcompensation. Measures such as capped returns, clawback mechanisms, and shared gains are used to ensure that the aid is proportionate to the risks borne by investors.
 - Finally, the Commission evaluates whether the aid **minimises distortion of competition**. This involves assessing the governance structure of the beneficiary, ensuring legal and operational separation from other market participants, and verifying that the aid does not unduly favor one entity over others. In addition, the Commission considers the trading strategy of the nuclear power plant (NPP), particularly whether its inclusion in the generation stack could crowd out renewable energy sources. It also examines the NPP's influence on forward market liquidity and overall market dynamics.

- The first two criteria of Article 107(3)(c) are typically well established and accepted by the Commission. However, the case studies show that the EC places particular emphasis on the evidence supporting the proportionality of the aid and the steps taken to **minimise market distortions**. The following sections summarise the EC's main findings and key takeaways on these aspects.

Lessons learned on proportionality

- Across all cases, the EC's assessment of **proportionality** focused on ensuring that State support was strictly limited to what was necessary to make the projects viable, without providing undue financial advantage to the beneficiaries.
- However, it is important to note that there is a high degree of variation across these State aid cases, which can be partly explained by evolving market conditions throughout the time. This context helps clarify why proportionality assessments may differ and why tailored approaches have been necessary.
 - **Hinkley Point C:** The EC required the UK to revise its equity gain-share mechanism by extending its applicability to the entire operational life of the project—not just the Contract for Difference (CfD) period—and by increasing the proportion of gains shared with the State. Additionally, the UK's proposed credit guarantee fee was raised to better reflect market conditions.
 - **Dukovany:** The EC mandated a reduction in the duration of price support from 60 to 40 years. It also required the implementation of a two-way CfD with ex-post settlements and a claw-back mechanism to return excess profits to the State (over the lifespan of the project). These adjustments were calibrated using a discounted cash flow model to ensure that aid was confined to the funding gap and that the shareholder (ČEZ) received a market-based return.
 - **Paks II:** The EC examined whether full State financing—via a Russian loan and Hungarian equity—was proportionate. It compared the project's expected IRR to a market-based WACC, concluding that the project would not be viable without State support. However, the EC required that any profits exceeding what was necessary for viability be returned to the State and prohibited Paks II from reinvesting in new capacity without further State aid approval. Additionally, The EC required the separation of PAKS II and its holding company MVM to ensure PAKS II sells its power on a transparent and market basis.

State aid considerations: Ensuring proportionality and market integrity in State aid

Lessons learned on proportionality (continued)

- **Lubiatowo-Kopalino:** While a final decision is pending, the EC has expressed preliminary concerns about the proposed aid package. These include the 60-year CfD, 100% State guarantees on debt, and a substantial equity injection. The EC questioned the proportionality of this support, particularly due to the long duration, absence of a guarantee fee, and broad coverage of exchange rate and operational risks.
- Across all cases, the EC identified key concerns: the risk of overcompensation, the need to calibrate aid to the minimum required, the importance of safeguards—such as clawbacks, benchmarking, and transparent market participation—to prevent unjustified advantages for project companies and the need for the project to follow market signals in its trading strategy.

Lessons learned on market distortion

- The EC has consistently assessed market distortion risks through the lenses of legal separation, trading transparency, and beneficiary selection.
- **Hinkley Point C:** The beneficiary, NNBG, is a subsidiary of EDF Energy, which is itself a vertically integrated energy company.
 - The EC required to implement trading transparency commitments. NNBG, which is a subsidiary of EDF Energy, must record and price all trades for Hinkley output at market rates, keep separate books, and report annually to the CfD counterparty (LCCC) and the EC, to mitigate risks of market manipulation.
- **Dukovany:** The beneficiary is EDU II, a wholly owned subsidiary of ČEZ, which is majority State-owned but also publicly listed.

- The EC required clear legal and financial separation between EDU II and ČEZ, with independent management and a ban on the transfer of shares or property to the ČEZ Group.
- To address market power concerns, the EC required that at least 70% of EDU II's output be sold on day-ahead, intraday, and futures markets, with the remainder sold via transparent, non-discriminatory auctions, all under regulatory oversight.
- The selection of ČEZ as project promoter was not preceded by a public tender, but was justified by the company's unique experience, ownership of the site, and advanced project development, which would have made alternative promoters significantly less efficient and more costly. The EC ultimately accepted this rationale, noting that no third party raised objections and that the governance structure and trading commitment, in the form of a supply SPV, who sells the power produced by EDU II onto the market, would mitigate risks of market concentration and manipulation.
- **PAKS II:** the beneficiary is Paks II, a 100% State-owned company, legally and structurally separated from the MVM Group (the incumbent State-owned utility).
 - The EC required Hungary to ensure that PAKS II, its successors, and affiliates are fully legally and structurally separated from MVM and other State-controlled companies, with independent management and no shared directorships or information exchange.
 - PAKS II's trading strategy must be arms-length and profit-optimising, with at least 30% of output sold on the Hungarian Power Exchange (HUPX) and the remainder via transparent, non-discriminatory auctions overseen by the energy regulator.
 - The selection of PAKS II as beneficiary was not the result of a competitive process but was justified by the State's direct control and the absence of credible alternative operators at the time. The EC accepted this, provided that profits from PAKS II are either paid as dividends to the State or used only for the defined project, and that any reinvestment –by PAKS II in new capacity- would require separate State aid approval.

Key findings of the State aid cases relate to the EC's scrutiny on proportionality of the aid and minimising market distortion

Key lessons for the Dutch Nuclear Newbuild Programme

1. Proportionality and avoiding overcompensation

- The EC places strong emphasis on ensuring that State support is strictly limited to what is necessary to close the funding gap, especially when private capital is involved. It is essential to calibrate the GSP so that mechanisms such as clawbacks, capped returns, and profit-sharing are embedded to prevent windfall profits or long-term excess returns and align with market standards.
- **Action Point:** Develop further the Financial Model and Business Case that transparently demonstrate the minimum required support and include safeguards against overcompensation.

2. Market transparency and trading strategy

- The GSP must be designed to support market transparency and liquidity of energy markets, avoiding displacement of renewables and market manipulation. The project should commit to selling a significant share of output on organised markets and through non-discriminatory auctions, in line with EC expectations.
- **Action Point:** Define and document a trading strategy that ensures transparency, supports market liquidity, and is compatible with Dutch market structures.

3. Legal and operational separation

- The EC requires clear legal and operational separation from incumbent utilities, independent governance, and restrictions on reinvestment or expansion without further EC approval. For the Dutch SOE, governance structures must be robust, with clear separation from existing market participants and transparent reporting lines.
- **Action Point:** Review and, if necessary, strengthen the governance and legal structure of the SOE to ensure compliance with EC requirements.

Key lessons for the Dutch Nuclear Newbuild Programme (continued)

4. CfD design and revenue support mechanisms

- The EC has expressed its preference for two-way CfDs for revenue support, but its design must avoid market distortions and overcompensation. CfD design, such as: strike price, duration, and volume carve-outs (e.g., for PPAs) should be carefully calibrated to Dutch market conditions and EC guidelines.
- **Action Point:** Engage with EC and market stakeholders to refine CfD design, ensuring it is both effective and compliant.

5. Ongoing stakeholder engagement and Business Case / scenario refinement

- The Dutch context is characterised by evolving market conditions, political priorities, and project fundamentals (e.g., site- and technology selection). Continuous dialogue with EC, market participants, and internal stakeholders is critical to anticipate and address potential risks.
- **Action Point:** Establish a structured process for scenario refinement and stakeholder engagement, ensuring the GSP remains responsive and robust to changing circumstances.

Chapter

Management Summary

Introduction

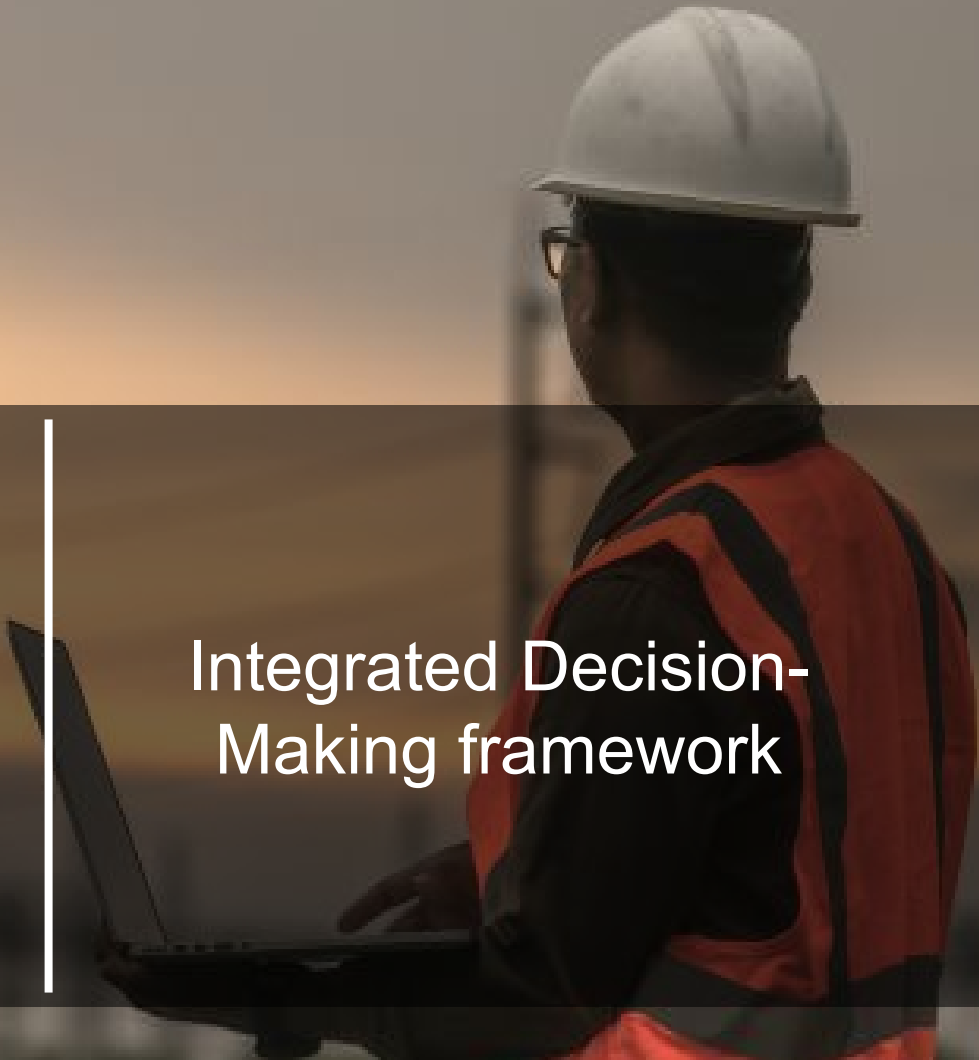
Precedent NPP models used in Europe

Integrated Decision-Making Framework

Option Analysis

Scenario Analysis

Preferred Government Support Package

A person wearing a white hard hat and a high-visibility orange safety vest is shown in profile, holding a laptop. The background is a blurred industrial or construction site at dusk or dawn.

Integrated Decision-Making framework

A Decision-Making Framework is needed to support a structured and information driven decision on the GSP

A DMF is set up to assist in the assessment of trade-offs in light of the preferences and constraints of the Dutch State

- The **DMF** provides a structured set of criteria for evaluating various project models, such as financing models, delivery mechanisms, revenue models, and GSP options.
- Each model and support option is assessed against the DMF criteria, weighing both its strengths and limitations. While a particular option may perform well on one criterion, it may underperform on others—highlighting the importance of a balanced evaluation.
 - Utilising a structured DMF allows for better management of trade-offs, such as between (significant) support during the construction period, in the form of interest free loans, which will minimise the necessary revenue support required during the operational period.
- This comprehensive evaluation not only provides clarity and transparency in the decision-making process but also fosters accountability by documenting the rationale behind the selected GSP option.
- Additionally, the DMF serves as a basis for engaging various stakeholders, including government ministries, private financiers, vendors, and technology providers. It ensures that all parties understand how decisions regarding the GSP are made and which criteria are most important, facilitating smoother negotiations and consensus building.

Process

- In the next chapters we will discuss the individual financing- and revenue models to highlight their key characteristics and respective (dis-)advantages. In parallel, they will be evaluated against the DMF.
- At the end of each chapter, respectively financing- and revenue models, a matrix will summarise and conclude on the main findings of the individual models.
- In a later chapter ^(a) scenarios will be drafted and assessed, by the guidance of the DMF. This comparison may lead to a ranked preference, resulting in a preferred GSP or the identification of multiple viable GSPs.

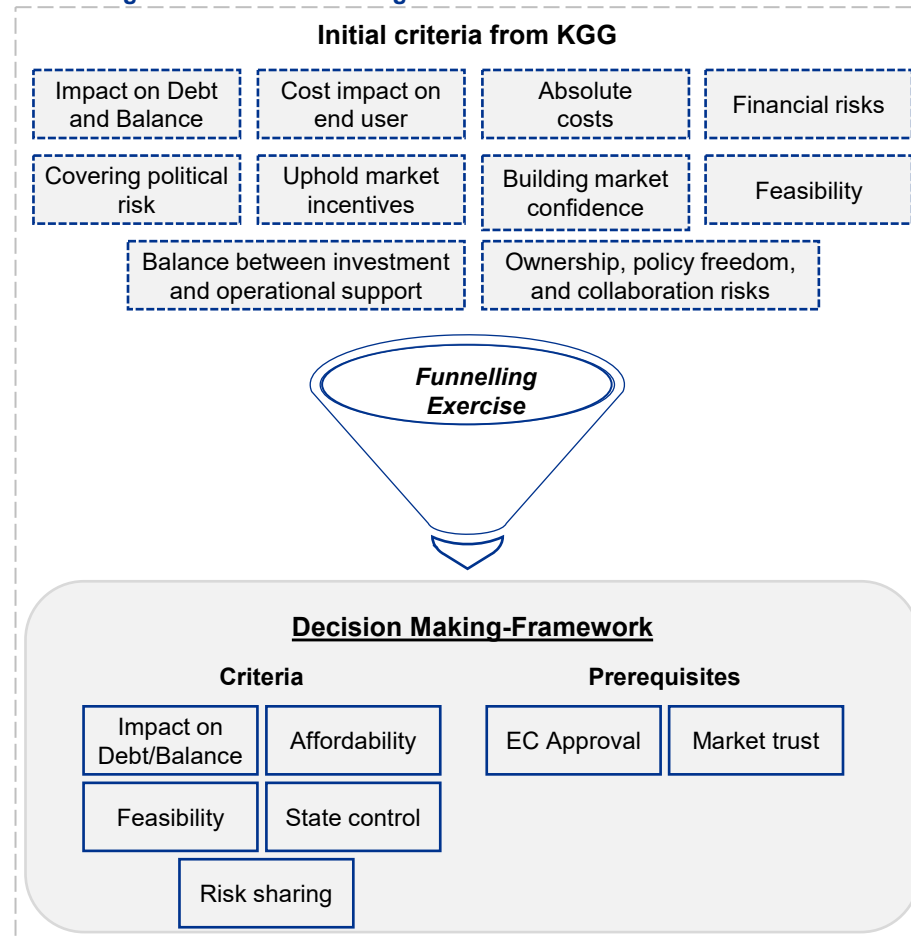
Note: (a) Please refer to chapter 'scenario drafting'.

KGG and KPMG have set up the DMF in a thorough and transparent manner including consultations with relevant stakeholders

The DMF has been derived through an iterative process between stakeholders and (inter) national experts

- Following discussions with the Ministry of Finance, KGG developed an initial framework consisting of ten parameters to guide the evaluation and selection of GSP options. KPMG reviewed this initial list and grouped related criteria to streamline the decision-making process.
- Each criterion was evaluated based on three key aspects:
 - clarity** (can the criterion be clearly defined?);
 - concreteness** (is the criterion specific and measurable?); and
 - decision-making utility** (does the criterion help differentiate between GSP options?).
- This assessment was carried out in multiple workshops involving KGG, KPMG, Etara, and, in some cases, the Ministry of Finance, to incorporate a broader perspective from the Dutch State.
- The evaluation led to the development of five criteria and two prerequisites, which guide the State's preferences when deciding on a preferred project structure and respective GSP.
 - Criteria** are defined as the principles by which the various NPP project- and GSP options can be evaluated. They are used to measure, compare, and determine the suitability of the options to the State's preference.
 - Prerequisites**, on the other hand, are conditions or requirements that must be fulfilled. These are non-negotiable and do not lead to choices between the various project- and GSP options, other than determining whether a package is acceptable or not.
- In the following chapters (financing- and revenue models), the individual financing- and revenue models will be assessed, including an assessment along the axis of the DMF.

Funnelling of the Decision-Making Framework



The defined criteria and prerequisites that need to be considered follow political policies and preferences

The country specifics and political preferences of the Netherlands lead to specific criteria and prerequisites as building blocks of the DMF

- **Impact on debt and balance:** The State budget reserved an amount for the development of two reactors which is less than the current cost estimate bandwidth for the development of the plants¹.
 - As a result, the State identifies that budgetary impact for the State of this project should be further assessed. A reduction of the State's share of project financing could lower the impact during the construction phase at the cost of increasing the required State support necessary in the operational phase.
- **Affordability:** The National Plan Energy system² prioritises maintaining affordable and stable electricity prices for end consumers while minimising societal costs (so including fiscal costs for the State) for the entire energy system.
 - The cost of capital is a substantial part of the total NPP project costs due to the capital-intensive nature and long construction period.^(a) Additional private financing, which is generally more expensive than public financing, negatively impacts the project's affordability.
- **Feasibility, State Control, and Risk Sharing:** Feasibility, State control, and risk sharing are central to the State's decision-making process.
 - The ambitious goal of completing one NPP (with two reactors) as soon as possible after 2035 underscores the need for a project structure that supports feasibility and timely completion. The government's role in guiding the energy transition highlights the importance of State control. The NPE's objective of achieving an economically viable and socially equitable energy transition emphasises the significance of risk-sharing.
- Different project options (such as public vs. private financing) influence these criteria differently, presenting a complex trade-off where enhancing one aspect may compromise another. Therefore, a well-balanced decision, that aligns with the NPE goals, and minimises financial risks is of importance. This approach ensures that strategic decisions not only conform to budgetary constraints but also honor commitments to affordability, control, feasibility and risk sharing.

Note: (a) EY noted in their report 'Dutch Nuclear New Build Program: Renumeration models & financing structures' that the cost of capital is especially high for first-of-a-kind (7-10%) and next-of-a-kind (4-7%) reactors.

Sources: (1) Kamerstukken II, 2024/25, 32 645, nr.139; (2) Rijksoverheid: Nationaal Plan Energiesysteem; Rijksoverheid: Kernenergie.

Integrated Decision-Making Framework	
Criteria	Description
Impact on debt and balance	The impact on debt and balance of the State during the construction and operational phases. This includes the efficiency that both the financing- and revenue model have on supporting the necessary investment- and operations phase, respectively.
Affordability	Affordability relates to the absolute costs of the project. This is expressed as the LCOE.
Feasibility	The feasibility and timeliness of the financing, with emphasis on the various factors determining whether the financing can be realised within a reasonable timeframe. Feasibility also covers the scalability of the project model and GSP to support additional NPPs that are foreseen after the first two reactors.
State control	The level of flexibility in which the State can control decision making in the delivery entity and act on changes in political preferences. This involves identifying the relevant stakeholders, such as ministries, private investors, and operational companies, and concerns the distribution of ownership rights and the authority to make these decisions.
Risk sharing between State, investors and vendors	The financial risks can be allocated among the State, (private) investors, and the supplier. This mainly concerns the construction- and revenue risks, and the potential deviations from the expected budget series for the State, and how these can be minimised to the greatest extent possible.
Prerequisite	Description
EC approval	The chosen structure must lead to a successful State Aid assessment by the European Commission
Market trust	The chosen structure must gain the confidence of the market and lead to successful involvement from market participants.

Chapter

Management Summary

Introduction

Precedent NPP models used in Europe

Integrated Decision-Making Framework

Option Analysis

Scenario Analysis

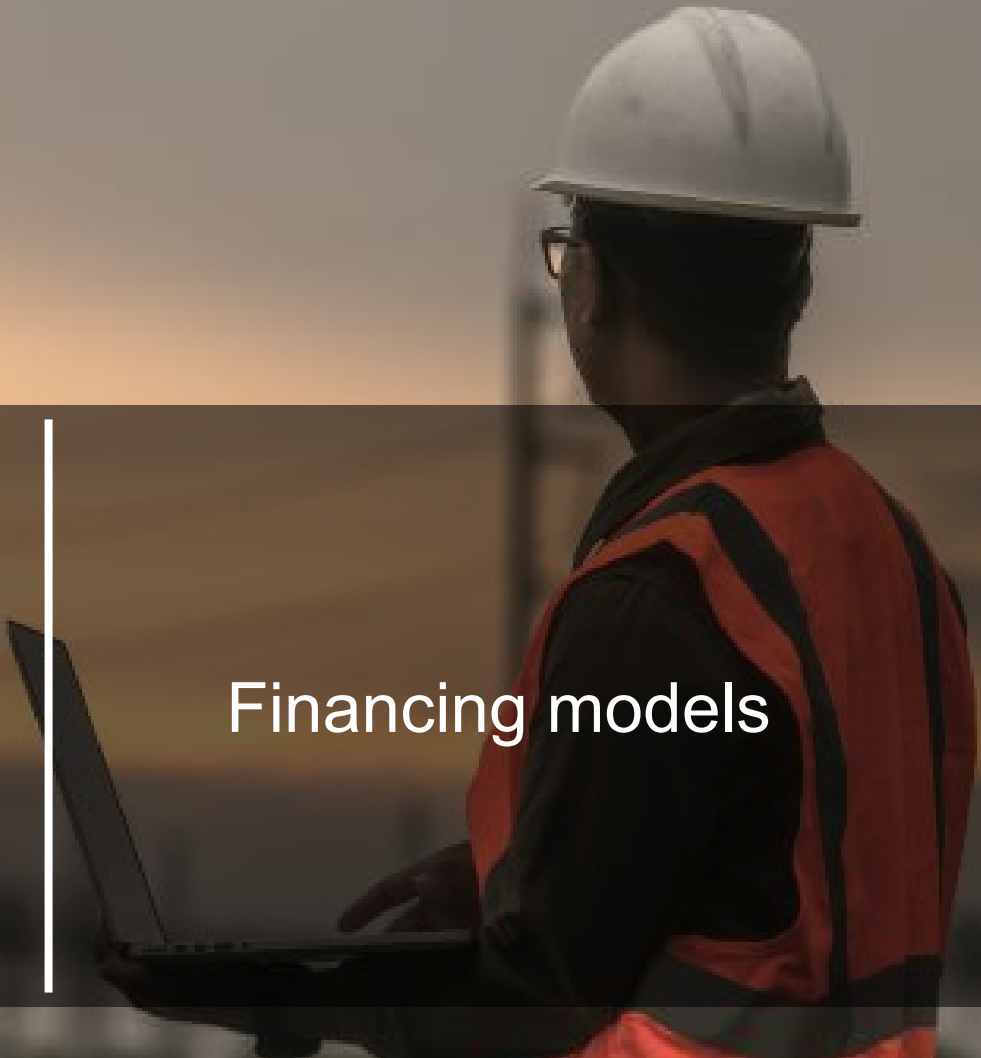
Preferred Government Support Package

Section

Financing models

Revenue models

Financing models

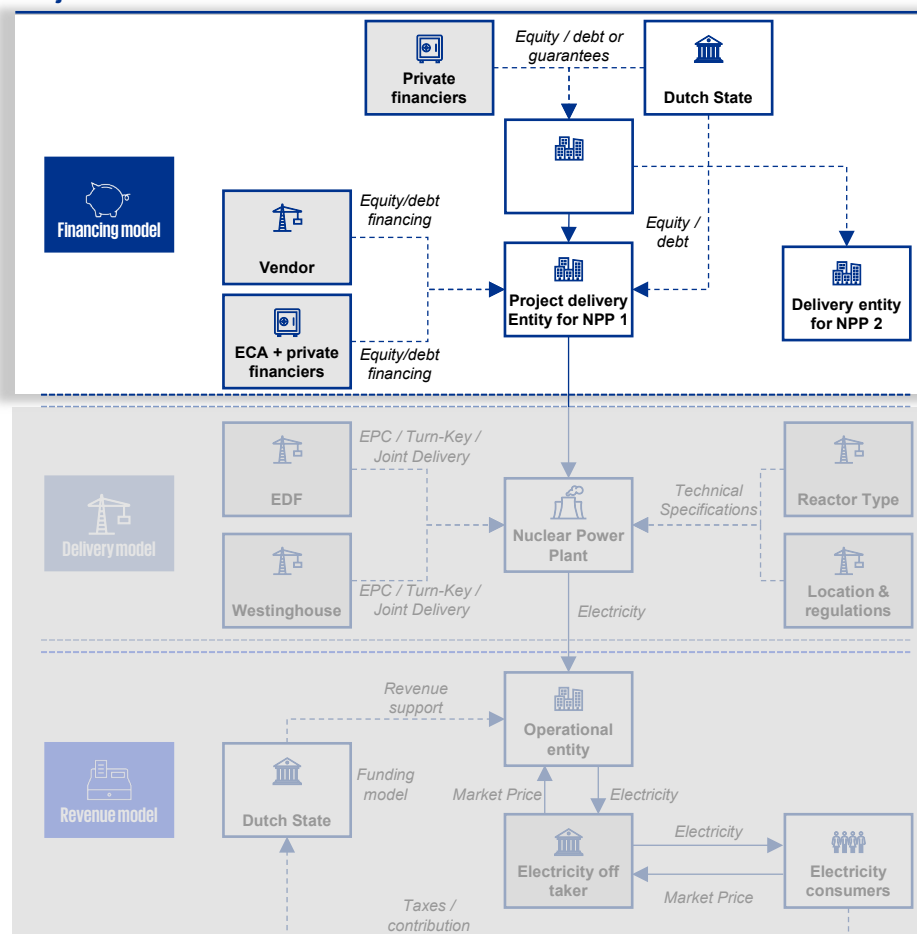
A person wearing a white hard hat and a high-visibility orange safety vest is shown in profile, holding a laptop. The background is a blurred industrial or construction site at dusk or dawn, with warm lighting from the sky.

The various financing models are assessed individually to highlight their key characteristics and (dis-)advantages

Financing models for NPPs are diverse and essential for project viability

- Given the inherent risks and sizeable investments relating to NPPs, financial models and its sources require a thorough assessment in order to understand the impact of specific financing structures and sources. Key financing models^(a) assessed in this section are:
 - State financing: Government provides financial support for nuclear power plant projects via either debt or equity.
 - Export Credit Agency financing: ECAs provide financing via either direct loans or guarantees to financiers in support of local export companies.
 - Private financing: Private institutions may fund the project through equity or debt.
 - Owner-Led financing: Plant owners provide direct financing to the project.
 - Vendor financing: Equipment suppliers offer financing options to plant owners.
- Although these financing sources are assessed individually, we acknowledge that most nuclear projects rely on a combination of financing sources. Moreover, the structure may evolve over time as the project characteristics change.
- Given the significant cost overruns observed in NPP projects, it is essential to establish a clear and transparent allocation of responsibilities for covering such overruns. A common approach is to cap the financial exposure of private investors, with the State acting as the lender of last resort. Other financiers cannot bear the same risks a State may be willing to take to fulfil its country's target policies.
- Despite being vital for low-carbon energy and climate change mitigation, securing financing is challenging due to earlier mentioned characteristics of a NPP project. Investor confidence generally relies on strong governmental support.
- Private financing typically raises overall project costs, especially for capital-intensive NPPs with long construction timelines. Interest accrued during construction significantly increases capital expenditure, leading to higher LCOEs and potentially challenging project viability.

Project structure



Notes: We note that LCOE does not fully reflect the full benefit of nuclear to an energy network that is high on renewables, specifically its contribution as base load energy provider (system cost and benefits) are not reflected in LCOE; (a) The RAB revenue model, although not being an explicit financing model, also impacts the financing necessity (lowering it) by decreasing the amount of interest capitalisation.

Sources: World Nuclear Association: Financing Nuclear Energy; OECD: Effective Frameworks and Strategies for Financing Nuclear New Build.

State financing ensures maximum control and low capital costs, but imposes significant financial burden and risk on the State

Financing by the Dutch State offers numerous advantages

- The Netherlands holds a high credit rating among major rating agencies, reflecting its strong economic fundamentals, fiscal discipline and investor confidence. These factors collectively contribute to the Netherlands' ability to borrow at low costs.
- The State can leverage this borrowing capacity to minimise the LCOE by offering the lowest cost of capital among potential other capital providers.
- By fully financing the project (and or the SOE), the State retains control over its strategic direction and decision making.
 - The amount of control the State has over the project depends on the governance structure of the SOE, the project delivery entity and operating entity. Depending on this structure control can be enhanced or weakened.
 - Via the State's ownership, the State aims to ensure that the project aligns with national energy policies and security interests.
- (Fully) public financing enables the project to advance with fewer stakeholders, reducing lead times associated with the extensive due diligence required by private financiers.

However, financing by the State comes with several drawbacks

- Financing the majority or entirety of the project may significantly impact the government debt and fiscal balance:
 - In this context, the current State budget allocation of EUR 14 billion for developing two NPPs as soon as possible after 2035, secured in the Climate Action Fund, is significantly lower than the current estimated cost range for the project.
 - The government assumes most financial risks, with no formal risk-sharing mechanisms involving (private) investors, except for what may be possible through the Delivery Model. As long as the State fully finances the project, this remains the only potential channel for risk-sharing—since no other party holds equity or a direct financial stake in the project.

Credit rating and borrowing rates per country per 01/01/2025¹

Country	Credit Rating	10Y GvT bond yield
Netherlands	AAA	2.74
Germany	AAA	2.50
UK	AA-	4.50
US	AA+	4.48
Czech Republic	AA-	4.05
Poland	A-	5.72
Japan	A+	1.40

Pros and cons of full financing by the Dutch State

Description	Considerations
(+) Government can leverage its borrowing capacity to minimise the LCOE by providing the cheapest cost of capital for the project	(-) Significant impact on government debt and balance, if the entire financing is borne by the State
(+) The government retains maximum control over the strategic project	(-) The government assumes most financial risks stemming from the financing model ²
(+) Project can proceed without financing constraints during the critical/vulnerable construction phase	

Source: (1) Rates retrieved from Bloomberg on 14/05/2025: 16:00.; (2) further risk sharing may be feasible, and required, via the Delivery Model of the project, irrespective of the chosen financing model.

An ECA provides support to companies that are internationally active, often in high-risk projects

ECAs support national companies in entering foreign markets by providing financial security

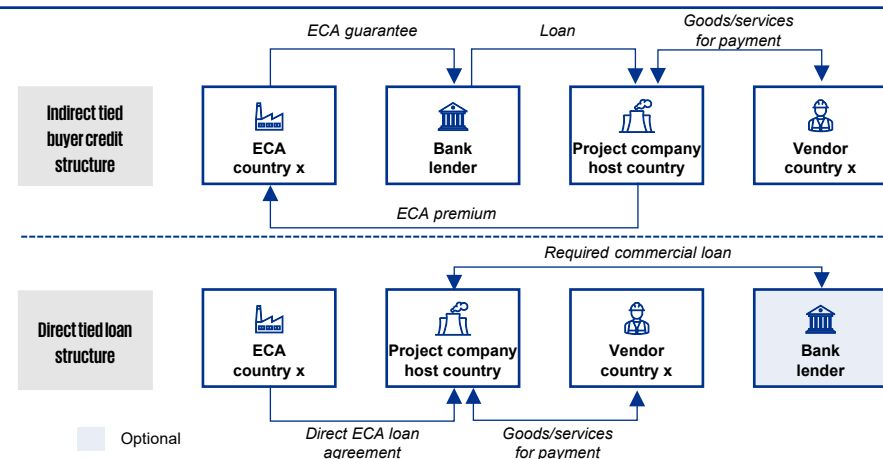
- Export credit financing refers to financing provided by States (either directly by governments or through State-owned enterprises or related entities) to promote the sale and export of products and create employment domestically.
- Many countries offer export credit financing via the establishment of government mandated export credit agencies such as:
 - Atradius Dutch State Business (“ADSB”);
 - Export-Import Bank of the United States (“US EXIM”);
 - Bpifrance Assurance Export (“Bpifrance”);
 - Korea: Export-Import Bank of Korea (“KEXIM”).^(a)

ECAs can take on different roles in financing a nuclear power plant project^(b)

- In an **indirect tied buyer credit structure**, the ECA provides a guarantee or insurance to a financing party (or a syndicate of various financing parties) which provides a loan to the project company in the import country.
 - The financing party extends credit to the buyer (importer), bearing a part of the risk via a deductible not covered by the ECA, whilst the ECA bears a large share of the risks associated with the buyer. The deductible allows the ECA to leverage on the due diligence of the financing party.
 - The loan is “tied” because it is linked to the purchase of goods or services from the ECA’s home country.
- In a **direct tied loan structure**, the ECA lends money directly to the foreign buyer or borrower without a (private) financing party.
 - A direct lender will often require the project to attract financing at commercial (private) terms for a share of the project, to mimic the deductible not covered by ECA from the indirect buyer credit structure.
- ECA financing is governed by OECD rules, making it transparently priced but more costly than Dutch State capital costs. Additionally, ECAs are bound by strict content requirements minimising the quantum that can realistically be covered.^(c)

- US EXIM and KEXIM offer both indirect tied buyer credit structures and direct tied loan structures, whereas Bpifrance exclusively provides indirect tied buyer credit structures.
- ECAs that provide direct lending have an advantage over those primarily focused on indirect credit structures.
 - This mainly relates to the administrative burden that is required in the due diligence phase of an indirect structure. Due to the large volume foreseen in NPP transactions, it is likely that financing from private parties will require a large syndicate of financial institutions to fund the loan. The ECA (and project entity) will have to coordinate this complex group to secure the loan.
 - In the case of direct lending there is primarily a relation between the ECA (financier) and the project entity (borrower). As previously mentioned, direct lending ECAs may require some form of private financing at commercial terms for risk sharing purposes. These loans are often treated *pari passu*.

Examples of the possible roles of an ECA (non-exhaustive)



Notes: (a) Even though KHNP has withdrawn from the Dutch nuclear tender, Hyundai E&C may still be involved in for example a partnership with Westinghouse in other European projects where they are jointly pursuing large-scale nuclear developments. Accordingly, KEXIM could still be a relevant financing partner; (b) In general, ECAs can play various roles in financing offering credit, project finance, guarantees, etc. (c) For Sizewell C only GBP 5 billion has been covered via ECA financing. Sources: World Nuclear Association: Financing Nuclear Energy; OECD: Effective Frameworks and Strategies for Financing Nuclear New Build; US EXIM.

Various nuclear energy projects are partially financed by ECAs

Several nuclear power plant projects include ECA's in the financing structure^(a)

- **The Barakah Nuclear Power Plant** is an active nuclear plant located in Al Dhafra, Abu Dhabi, UAE. At financial close, KEXIM extended a financial package totalling USD 2.5 billion in the form of a direct loan agreement.¹ In 2023, the KEXIM facilities were fully refinanced and repaid through a commercial loan provided by First Abu Dhabi Bank (FAB) and Abu Dhabi Commercial Bank (ADCB).²
- **Olkiluoto 3**, was a Finnish nuclear power plant project. To finance this project, the owner Teollisuuden Voima Oyj ("TVO") raised equity capital from its shareholders and loans. One of these loans, of an amount of EUR 570 million, is guaranteed by Coface^(b), the company that (used to manage) the export-credit insurance on behalf of the French government. For this guarantee, TVO pays a fee to the French Government the "guarantee premium".³ This structure was possible because the plant was being built under a fixed-price turnkey contract with French company AREVA.⁴
- The **Lubiatowo-Kopalino project** refers to Poland's plan to develop three III+ generation NPPs, located in Lubiatowo-Kopalino. The Polish government has already secured Letters of Intent (Lols) from several international partners, including the United States for EUR 17.5 billion through the U.S. Export-Import Bank (EXIM), France for EUR 3.5 billion via Bpifrance, and Canada for EUR 1.4 billion through Export Development Canada (EDC). This ECA financing will be fully backed by a 100% guarantee from the Polish State, provided at no guarantee fee.
- **Units 3 and 4 of the Cernavodă Nuclear Power Plant** in Romania are being financed through export credit agency mechanisms by the United States (US EXIM), Canada, through Export Development Canada (EDC); and Italy, through Servizi Assicurativi del Commercio Estero ("SACE"). The Romanian government, through the Ministry of Finance, has committed to fully guarantee 100% of the loans contracted for the development of these units.⁵
- **Sizewell C** in the United Kingdom has reached its FID in the summer of 2025. At FID the UK was able to secure a GBP 5 billion guarantee from Bpifrance to support commercial bank loans for the project.

Examples of ECA financing involvement

Project	ECA(s) involved	Total project cost (estimated)	Status of project
Barakah (United Arab Emirates)	KEXIM – USD 2.5 billion direct loan agreement	USD 24.4 billion ¹	Completed
Olkiluoto 3 (Finland)	Coface ^(b) – EUR 570 million guarantee on loan	EUR 11 billion ⁶	Completed
Lubiatowo-Kopalino (Poland)	USEXIM – EUR 17.5 billion (LOI) Bpifrance – EUR 3.5 billion (LOI) EDC – EUR 1.4 billion (LOI)	USD 49 billion (estimation, project not completed) ⁷	In progress
Cernavodă Units 3 and 4 (Romania)	USEXIM – USD 3 billion EDC – CAD 2 billion SACE – EUR 2 billion	EUR 7 billion (estimation, project not completed) ⁸	In progress
Sizewell C (United Kingdom)	Bpifrance – GBP 5.0 billion with over 10 banks lending under the guarantee	GBP 38 billion	In progress

Notes: (a) Non exhaustive; (b) France's export credit agency Coface transferred its export credit activities to Bpifrance Assurance Export S.A.S. on 31 December 2016. Sources: (1) World Nuclear Association: Nuclear Power in the United Arab Emirates; (2) OECD: Effective Frameworks and Strategies for Financing Nuclear New Build; (3) EC: IP/07/1400; (4) Nuclear Energy Agency: The Financing of Nuclear Power Plants; (5) Energy Industry Review; (6) Institute for Energy Economics and Financial Analysis; (7) World Nuclear News: President signs bill on funding for Polish nuclear power plant; (8) World Nuclear News: EC approves completion of Romanian reactors.

Involving ECAs in the financing structure can provide several advantages, but also results in higher capital costs and increased financing complexity

ECA financing may reduce the impact on the State budget (depending on EMU treatment) as well as enhancing project governance

- Export credit financing, provided by States through government-mandated ECAs, with the goal to promote exports and employment. As a result, ECA financing holds content requirements with regards to the minimal amount to be attracted from the ECA's respective country.
- Involving ECAs can reduce the impact on the government's budget / debt totals as part of the financing is provided by the ECA.
 - However, ECAs typically require a guarantee from the local Ministry of Finance to cover political and commercial risks associated with the project.
 - The treatment of this guarantee, whether it is considered relevant for the European Monetary Union (EMU) balance, may limit the positive impact that ECA financing has on the State budget.
 - While ECA financing can offer financial relief it is essential to carefully assess the implications of such guarantees on national fiscal policies.
- ECAs can enhance project governance and reduce cost overruns in projects¹.
 - ECAs are sufficiently familiar with supporting outbound nuclear projects and understand the key risks and mitigants.
 - ECAs may offer technical support, which can help address potential issues early in the project lifecycle, preventing costly delays and overruns.
 - This support function is commonly achieved by technical-, commercial-, financial, environmental, regulatory and legal due diligence, often carried out by the advisors of financiers and ECAs.
 - While ECA financing may enhance project governance through due diligence, this benefit should be nuanced. The depth and timing of ECA involvement vary significantly, and their due diligence may not extend meaningfully beyond what a project sponsor could commission independently. Moreover, ECAs primarily insure against commercial and political risks related to exporters—not the broader project risks—meaning that ultimate liabilities may still rest with the State

ECA financing tends to be more expensive than State financing, leading to higher capital costs. Additionally, the involvement of ECAs can increase the complexity of financing arrangements

- ECA financing is more expensive compared to State financing.
- ECA financing is regulated by the OECD's Arrangement on Officially Supported Export Credits (Arrangement).
- The Arrangement sets minimum interest rates for fixed-rate loans via the Commercial Interest Reference Rate ("CIRR").
 - CIRR rates include a base rate set by ECAs, calculated monthly from domestic government bonds, a 100 basis points margin for commercial financing, and a risk premium reflecting the project's credit risk.
 - The addition of the margin and the risk premium lead to a "per definition" higher rate than the borrowing costs of the local State.
- ECA financing increases financing complexity.
 - External parties, such as ECAs, can delay project timelines due to their extensive due diligence processes.
 - These processes involve assessments of financial, environmental, and regulatory compliance, as well as evaluations of the project's feasibility and risk, which can extend the timeline.

Considerations for ECA financing

Pros

- (+) May reduce impact on State budget (dependent on risk transfer)
- (+) May improve project delivery via extensive due diligence

Cons

- (-) ECA financing is more expensive compared to State financing
- (-) ECA financing (during construction) increases financing complexity

Sources: (1) Amentum Third Party Review; OECD: Effective Frameworks and Strategies for Financing Nuclear New Build; World Nuclear Association: Financing Nuclear Energy.

Private financiers are more risk averse than ECAs, which leads to higher costs and shorter tenors in availability while having similar pros and cons

The key advantages of private financing are similar to those of ECA financing

- Private financiers can alleviate the burden on public financing by providing part of the project's financing requirements.
- Additionally, they may positively impact the project's governance framework, by providing scrutiny and thereby reducing the risk of cost overruns.
- Like ECA's, private financiers achieve this scrutiny through extensive due diligence on the project characteristics by external advisors.
- Moreover, the volume of financing that ECAs are able to provide often require substantial number of financiers. Coordinating among these large number of stakeholders may enhance project complexity and thus negatively impact project timelines.

A notable advantage of private financing over ECAs is that it is not tied to purchasing from a specific country

- ECAs often tie their financing to the goods or services being exported from their country, whilst providing some room for local costs to be included in the financing package. The percentage of local content that can be included in the ECA financing varies per ECA.
 - This can limit the flexibility in choosing suppliers and may lead to higher costs if the required goods or services are more expensive or less competitive in the mandated country.
- Private financing allows to source goods and services domestically, supporting local manufacturers and suppliers.

Private financing comes with several disadvantages

- Private financiers tend to be more risk-averse compared to ECAs, as ECAs are backed by their governments and have a broader, more strategic mission.
 - As a result, private financiers require a higher return than ECAs, increasing the overall cost of capital and making the project more expensive.
 - Similar to ECAs, private financiers require guarantees from the Ministry of Finance to mitigate potential risks during the construction period, which limits the extent of risk sharing.
- The ticket size of private financiers is often too small to be relevant for nuclear power plant projects. To attract significant financing from private financiers, numerous parties need to be involved, further complicating the process.
- No private bank construction financing without ECA cover is preceded at all in prior European nuclear cases
- Private equity finance of modest development spend is well preceded and active in particular regarding new SMRs projects but seeks venture capital returns commensurate with the risk profile.

Considerations for Private financing	
Pros	Cons
(+) May reduce impact on State budget (dependent on risk transfer)	(-) Private financing is more expensive compared to State and ECA financing
(+) Improves project delivery and reduces cost overruns	(-) Private financing (during construction) increases financing complexity
(+) Private financing is not tied to purchasing from a specific country (unlike ECAs)	

Sources: OECD: Effective Frameworks and Strategies for Financing Nuclear New Build; World Nuclear Association: Financing Nuclear Energy.

The role of private financing must be considered in conjunction with the nuclear project life cycle

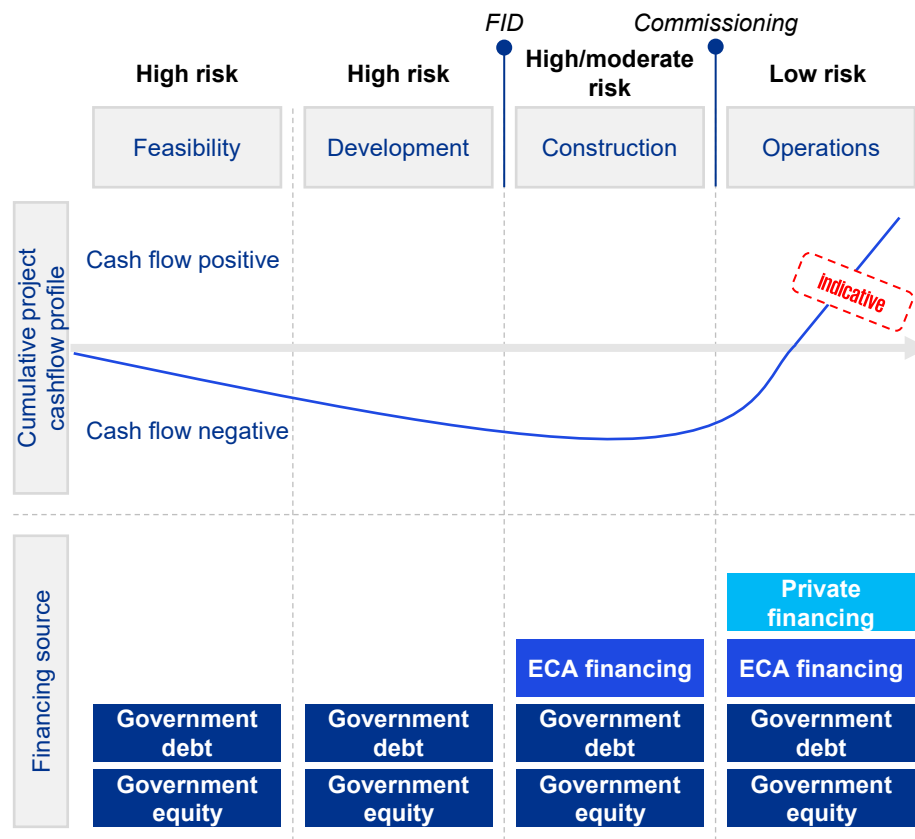
Nuclear new build financing is not static across the project's life cycle

- Nuclear new build financing options changes throughout the project life cycle due to varying risk profiles, and its cash flows at different stages.
- These life cycle characteristics attract different types of investors at various phases. Consequently, this impacts the available capital and financing frameworks should therefore take into consideration specific risk-return preferences of different investors.
- On the right side a conceptual overview is provided of the general cash flow development and timing of private financing of a nuclear new build from the development phase until operations. Note that the decommissioning phase has been omitted for the sake of simplicity.

Private financing typically becomes more prominent at later stages of nuclear new build projects

- During the initial development phase, the availability of private financing is generally limited.
 - Strategic industrial partners and shareholders (often State backed) may offer equity investments or loans to support project development.
 - ECA involvement commences in the Development phase via Lol's and due diligence whilst committing to financing after work packages are determined at the end of the development phase.
- Once projects reach their FID and the construction phase starts, additional sources of financing become available.
- Attractiveness in refinancing increases once a nuclear power plant enters commercial operation, as the completion of construction significantly reduces the project's risk profile.
- The illustration on the right depicts the typical level of interest from private financiers throughout the lifecycle of a nuclear project, as outlined by the OECD¹. It is important to note that actual investor interest can vary significantly depending on the structure and strength of the GSP.

Level of interest of private financiers during the lifecycle of a nuclear project¹



Source: (1) OECD: Effective Frameworks and Strategies for Financing Nuclear New Build.

Vendor financing has become increasingly rare and complex, especially after the experience with Hinkley Point C

In the Dutch nuclear project, vendor financing is expected to be limited¹

- Vendor financing in the context of nuclear power plant (NPP) development refers to a financial arrangement where the technology supplier or vendor—typically a company that designs, builds, or supplies components for the nuclear plant—provides part of the capital investment required for the project.
- Vendor financing aligns vendor and project interests, reduces upfront capital needs from the State, and signals confidence, helping attract additional investors.
- This can take the form of an **equity investment** or **Loans or credit**
- Hinkley Point C in the UK is one of the most prominent examples of vendor financing in nuclear power plant development. The project was led by EDF (France) and CGN (China), with both companies contributing equity to finance the construction. This model was intended to align the interests of the vendors with the success of the project and reduce the financial burden on the UK government.
 - The project experienced major delays and cost overruns. EDF, the majority stakeholder, faced enormous financial pressure and had to rely on additional support from the French government.
 - A report by the French Court of Audit advises EDF to be cautious with taking on large financial risks, due to the financial impact of cost overruns at Hinkley Point C, where EDF holds a majority stake.
- EPC wraps and vendor financing have led to multiple large corporates having to be rescued and be restructured in the nuclear vendor space, making appetite for such investments only viable if the vendor is State backed and that State has a policy objective to support exports.
- As highlighted in the market consultation, in the Dutch nuclear project, EDF—like Westinghouse—is expected to take only a limited financial role and focus its participation as technology provider. This aligns with previous market consultations and the conclusions of the French court of audit prescribing that EDF limits its equity risk positions.¹

(Private) owner-led financing is not applicable in the Dutch context

- An owner-led financing structure refers to a model in which the owner of a company provides capital or leads the financing of a project or investment.
- Expectation is that there will be a large portion of owner-led financing (via equity of the State-owned enterprise). Additionally, the State may want to seek some form of equity by vendors to align the interest between the parties.

Considerations for vendor led financing	
Pros	Cons
(+) aligns vendor and project interests	(-) past experiences have negatively impacted risk appetite
(+) signals project confidence to investors	(-)
(+) limits the upfront impact on the State's budget	

Source: (1) Kamerstukken II, 2024/25, 32 645, nr.157.

The way cost overrun risks are allocated depend on both the delivery- and financing model

The choice for a delivery model decides on whether additional risk sharing mechanisms are preferred via the financing model

- In NPP projects, risk regarding cost overruns can be significant and have proven difficultly to predict, based on the numerous examples of overrun throughout Europe.
- The traditional approach to managing cost overrun risks firstly assesses which party is responsible for the materialised overruns. A first assessment decides whether the higher costs are covered within the agreed upon delivery model^(a) and thus are covered by the contractor.
 - fixed-price or turnkey EPC contracts are used to transfer construction risk to contractors, reducing the likelihood that cost overruns will affect either equity or debt holders directly.
 - We note that it is unlikely that a technology provider will agree with a delivery model that places all (or majority) of the risks and responsibilities with them. However, it is expected that a large part of the risk sharing will occur via the delivery model.
- With regards to the cost overrun risks that materialise in the project delivery entity, we note the following mechanisms with regards to cost overrun risk absorption:
 - **First loss position of equity:** The primary responsibility lays on equity holders, who are expected to absorb excess costs before any impact is felt by debt providers.
 - **Contingent equity or debt:** Equity and lenders may provide contingent commitments requiring investors to provide additional capital if project costs exceed predefined thresholds.
 - **Lender of last resort (debt or equity):** The black swan risks with NPPs can be too big for any private investor to incur. Accordingly, their exposure is often capped, with the State stepping in as a lender (via either debt financing or equity) of last resort once private contributions reach a maximum limit.

Case studies and their cost overrun mechanics

Case	Cost overrun
Paks II	Cost overrun risks in Paks II are borne by the Hungarian State (via its first loss position of equity) and with Rosatom (technology provider) bearing some contractual risk via contractual penalties (via its delivery model) and no private investors exposed.
Dukovany 5	Cost overrun risks in Dukovany 5 are split between ČEZ and the Czech State. ČEZ holds a contingent equity commitment of EUR 1.77 billion to finance cost overruns not caused by Legitimate Grounds. ^(b) This exposure is capped, positioning the Czech State as a lender of last resort .
Lubiatowo-Kopalino	Poland explained that in case of any cost overruns which will generate need for additional funding, PEJ would first attempt to obtain additional financing from ECAs, which will also be 100% guaranteed by the State. If external financing is not available on acceptable terms, PEJ would rely on additional equity contributions from the Polish State as lender of last resort .
Hinkly Point C	Cost overruns at HPC are predominantly the responsibility of its equity holders, via their first loss position of equity . Additionally, the shareholders include contingent equity that can be drawn for cost overruns. Very significant contingency levels were priced into the strike price.
Sizewell C	Cost overruns up to a cap are partly recoverable (included in the asset base) and partly absorbed by equity without return (first loss position of equity). Costs beyond the cap may be covered through additional equity, adjusted revenues, or extra government support (Lender of last resort) with private capital protected from dilution below a floor level.

Notes: (a) A fixed price Turnkey project, for example lays the majority of the cost overrun risks with the contractor, and not the project delivery entity. In case of a Joint Delivery Model this responsibility between Project Delivery entity and Contractor is less clear. (b) Legitimate Grounds are considered: State financing cost changes or unilateral revocations or changes to the State financing, Delayed FID, Change in the Law, Breach of Obligations by the State or State Entities, Security Requirements, Requirements of Authorities, Natural disasters or similar events, Events beyond the control of EDU II, Infrastructure and grid issues.

The analysis of financing options has yielded several key findings that should be considered for the choice of a GSP

The importance of the cost of Financing in Nuclear Projects

- Nuclear power plants (NPPs) are among the most capital-intensive infrastructure projects, requiring substantial upfront investment and long construction periods before generating revenue. This makes the cost of capital a critical factor in determining the overall project viability.
- The LCOE for nuclear is particularly sensitive to financing costs due to the high proportion of fixed capital expenditures.

The different financing models each have distinct advantages and drawbacks

- **State Financing** offers the lowest cost of capital and maximum strategic control but places the full financial burden and risk on the government. It allows projects to proceed without financing delays but impacts public debt levels.
- **ECA Financing** can reduce the burden on the State budget (depending on State guarantee treatment) and maybe improves the assumptions in the business case through rigorous due diligence, but it is more expensive and administratively complex than State financing.
- **Private Financing** can reduce the burden on State budget and enhance project governance. Nevertheless, it is the most expensive option and often requires State guarantees. Private financiers are also more risk-averse and typically enter at later project stages when, amongst others, the design of the reactor is more detailed.
- **Vendor Financing** aligns interests and signals confidence, it has become rare due to past negative experiences (e.g., Hinkley Point C).
- **Owner-Led Financing** in the Dutch case, is related to the equity stake provided by the newly established SOE and possibly by any vendors.

The different financing models vary across the lifecycle of an NPP

- Given the characteristics of a NNP and differences between equity and debt providers financing may be attracted at certain points in the project's life cycle, matching the risk appetite of the capital providers.
 - In the **development phase** the financing of NPPs is dominated by the State due to the high uncertainty surrounding the project;
 - In the **construction phase** (After FID) ECAs and some private financiers may enter, often with guarantees backed by the State;
 - In the **operational phase** refinancing becomes more attractive as project risks decline.

For private financing to commit (ECA/private financiers), more certainty and clarity is necessary on the project

- The current state of the project is missing several critical components, including the location, technical design, permits, governance structure of the SOE, Business Case.
- Private financiers will perform due diligence on the above-mentioned aspects to be concluded, providing more certainty and clarity on their possible returns and associated risks.

The various financing models each score differently along the criteria of the Decision-Making Framework^(a)

Financing models					
Criteria	State financing	ECA financing	Private financing	Owner-led financing	Vendor financing
Impact on debt and balance	– High impact on government debt and fiscal balance	– Reduces public financing burden but typically requires a State guarantee with unclear impact on EMU	– Similar to ECA financing.	– Minimises State budget impact; depends on financial strength (and type) of the owner.	– Low impact on State budget; vendor equity participation (e.g., HPC, SZC).
Affordability	– Lowest cost of capital due to strong State credit rating. – Flexibility with regards to financing costs charged to the project (see Dukovany)	– Slightly higher cost of capital than State financing – Less flexibility with regards to financing terms and costs due to OECD rules	– Higher cost of capital compared to State and ECAs – more flexibility than ECAs but constrained by risk appetite	– Cost depends on owner's financial structure and possible (State) backing.	– Higher costs; vendors cautious due to past equity risk experiences.
Feasibility	– Simplifies financing and shortens lead times but subject to EC State aid approval. – Budget constraint as available State sources are currently deemed insufficient	– More complex due to due diligence requirements; – Small quantum in context of overall project due to content requirements – Available post- development phase as work packages are determined	– Somewhat more complex than ECAs as requires a broad syndicate to provide volume; – Typically available closer to end of construction.	– Not applicable in the Dutch context as no company exist to pursue this Project.	– Limited feasibility; availability of vendor capital is limited. ^(b)
State control	– Provides direct control via equity- and credit agreements	– Partial lender control; shared with private parties through creditor agreements.	– Same as ECA: partial lender control via creditor agreements.	– Varies by owner type (SOE or not); contracts can safeguard State interests (Dukovany)	– Minimal control; managed through contracts among vendor, owner, and State.
Risk sharing between State, investors and vendors	– No inherent risk sharing; must be addressed in delivery model.	– Partial sharing of cost overrun risks, depending on guarantees.	– Similar to ECA: partial risk sharing based on agreements.	– Shared risk between owner and State.	– High risk sharing; aligns vendor and State interests through equity

Notes: (a) The models have not been scored against the prerequisites as all variants have been proven successful in gaining approval from the EC and/or generating market confidence. Whether the prerequisites are met depend largely on the combination of the models and GSP (b) Past experiences (HPC and SZC) have made vendors hesitant to incur new NPP equity risks. This is in line with prior market consultations and recommendations from the French Court of Audit.

Chapter

Management Summary

Introduction

Precedent NPP models used in Europe

Integrated Decision-Making Framework

Option Analysis

Scenario Analysis

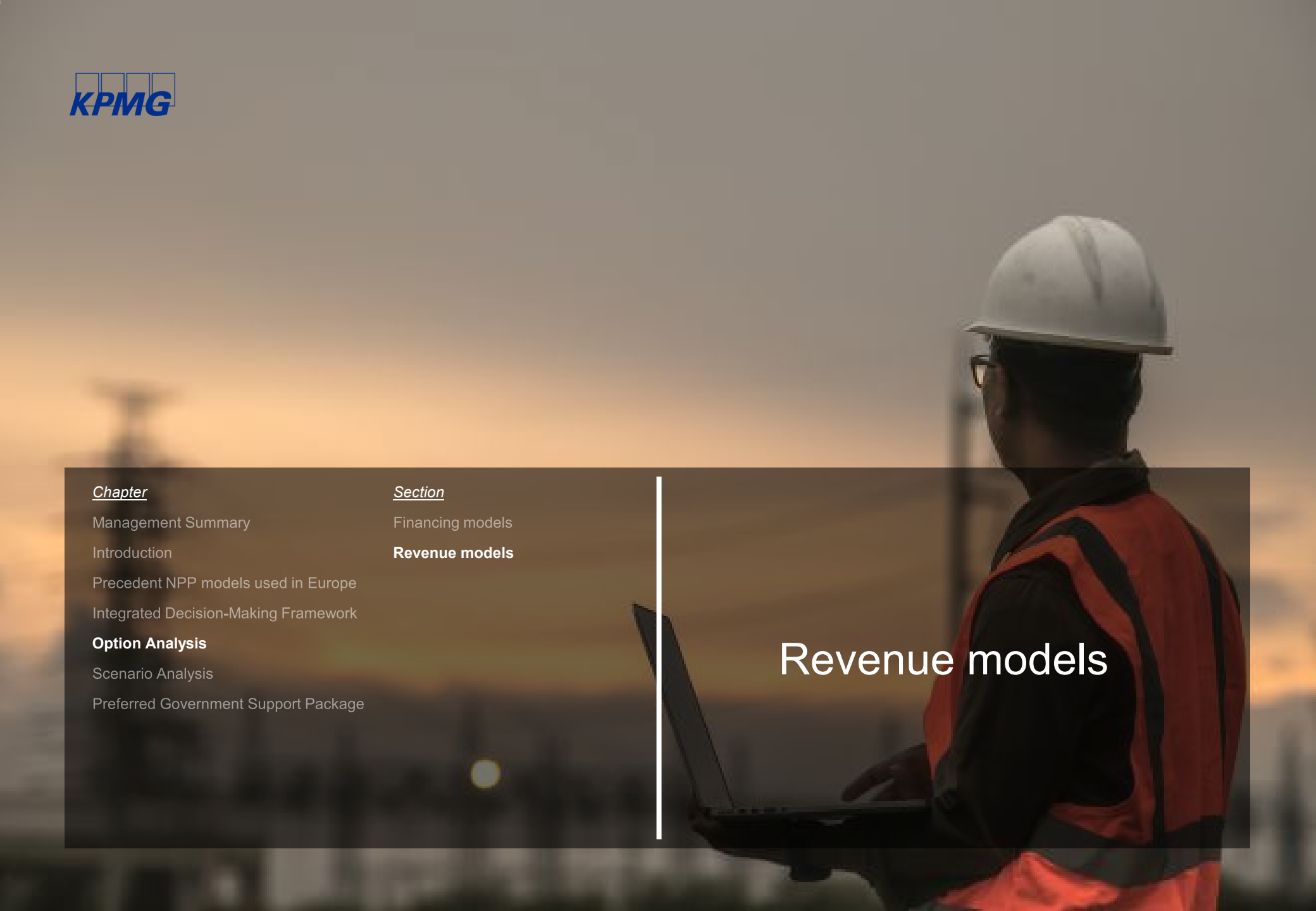
Preferred Government Support Package

Section

Financing models

Revenue models

Revenue models

The background of the slide is a photograph of a construction worker in profile, facing right. The worker is wearing a white hard hat, safety glasses, and a high-visibility orange and black safety vest over a dark long-sleeved shirt. They are holding a laptop computer. The background is a blurred industrial or construction site at dusk or dawn, with warm orange and yellow light from the sky.

The various revenue models are assessed individually to highlight their key characteristics and (dis-)advantages

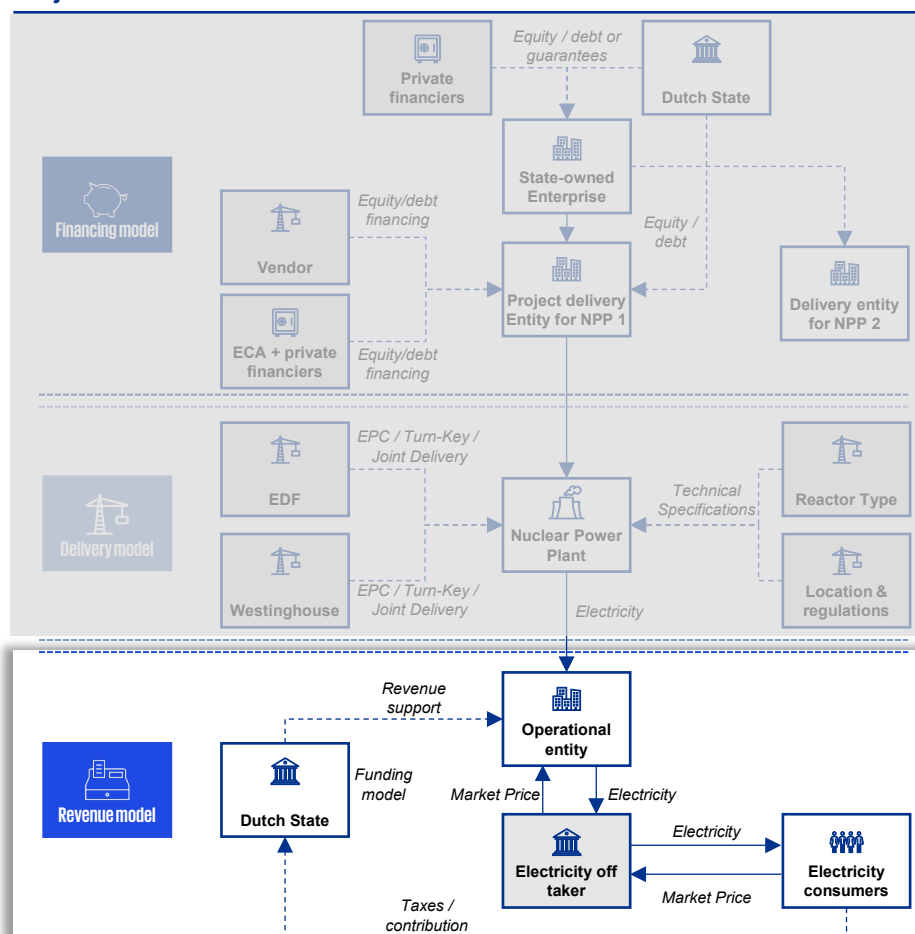
A well-defined revenue model, which mitigates market risks and secures return for capital providers, is essential for a nuclear power plant project

- The long construction period of an NPP creates a fundamental challenge for investors. There is a significant temporal disconnect between the moment capital is committed and the moment the NPP begins to generate positive cash flows. As a result, investors in NPPs are exposed to two critical risks:
 - First, there is the possibility that the plant may never reach commissioning due to shifts in political priorities, regulatory changes, technical issues that lead to construction disruption or technological obsolescence with regards to Nuclear.
 - Second, even if the plant is commissioned, the energy market may have evolved in ways that undermine the original Business Case—such as reduced demand or lower-than-expected electricity prices. Both risks directly threaten the financial viability of the project and the returns expected by investors.
- While full public financing can absorb these risks, private investors require mechanisms that provide greater certainty over the return on their investment.
- Additionally, the government requires a target return on equity from the SOE (article 5.7.3, 'Nota Deelnemingenbeleid Rijksoverheid 2022'), which may indicate the need for a mechanism to support cash flows, even when fully public financed.
- Several revenue models have been developed to address this need:
 - A **Contract for Difference** offers price stability by compensating the generator when market prices fall below a pre-agreed strike price.
 - A **Power Purchase Agreement** is a flexible, often tailor-made offtake agreement between a buyer and a seller fixing both the price and quantity of electricity sold, typically through a long-term bilateral contract.
- However, both CfDs and PPAs only provide revenue support^(a) during the operational phase of the plant. They do not mitigate the full spectrum of commercial risks and, particularly the risk of non-completion. This can be addressed via guarantees or via:
 - The Regulated Asset Base (RAB)^(b) model that allows for returns to capital providers during the construction phase, improving the risk-return profile for private investors.

Notes: (a) Revenue support is not a guarantee for return of investors. In case of (lengthy) outages no production is generated to be able to fulfil the PPA contract, leading to revenue losses; (b) The RAB revenue model, although not being an explicit financing model, also impacts the financing necessity (lowering it) by decreasing the amount of interest capitalization (in theory).

Sources: World Nuclear Association: Financing Nuclear Energy; OECD: Effective Frameworks and Strategies for Financing Nuclear New Build.

Project structure



The RAB model is theoretically appealing for reducing the financing costs of nuclear projects, but several important factors need to be considered

The RAB model is particularly appealing due to its ability to generate revenue during the construction phase

- Investors expect a return on their investment. The NPP uses the funds to carry out capital expenditures for project development. The investments are capitalised and added to the pool of assets eligible to earn a regulated return.
- An independent regulatory authority sets the allowable rate of return on the RAB. The NPP earns this return over the value of the activated assets, and the resulting revenue is used to repay the capital providers. This early revenue stream reduces the need to capitalise interest over a long construction period—unlike in traditional models where all financing costs accumulate until commissioning. As a result, the total capital cost is lower, which in turn improves the LCOE.
- To fund the RAB, most of the time a levy is applied to consumers via their energy bills. This levy is linked to the development of the NPP and serves as the project's revenue stream, ensuring income is generated even during the construction phase.

While the RAB model (theoretically) offers clear advantages for financing large-scale infrastructure, its practical application comes with several drawbacks

- Since the developer earns a return based on the value of the asset base, there is a risk that cost control incentives are reduced. If cost overruns are compensated via the RAB, the motivation to minimise expenses may be weakened (moral hazard).
- There can be a mismatch between the return set by the regulator and the return required by investors. If the regulated return is too low, it may fail to attract sufficient capital, potentially increasing the overall cost of financing.
- The Netherlands does not have a regulatory framework in place in the nuclear domain. While the Netherlands does have the Authority for Consumers and Markets (“ACM”), which regulates the RAB model for energy networks, it has no precedent or expertise in overseeing nuclear infrastructure. Significantly expanding the ACM's mandate, would be a complex and time-consuming task.^(a)
- To date, the RAB model has only been applied in Europe to the ongoing Sizewell C nuclear power plant. As a result, the model has not been extensively applied in practice of NPPs, adding an extra layer of uncertainty for investors.

Note: (a) the UK's legislative process in preparation of the RAB model of Sizewell C has taken over 4 years and is yet to be fully accepted by the investment community. Sources: World Nuclear Association: Financing Nuclear Energy; OECD: Effective Frameworks and Strategies for Financing Nuclear New Build.

- Another drawback of the RAB model is that consumers begin paying for the project before it produces electricity. Charges are levied on electricity suppliers during the construction phase and passed on to end-users, which can raise affordability and public acceptance concerns—especially for long lead-time infrastructure like nuclear power.

The nuclear RAB scheme in the UK has been designed to encourage capital investment into nuclear power, but is not yet effective

- The UK's adaptation of the RAB model for nuclear projects aims to reduce capital costs and serves as the revenue support mechanism for the Sizewell C project.
- However, the risk allocation proposed in this model has not yet gained acceptance from the international investment community, leading to further delays and subjecting the project to an independent spending review.
- To keep the project moving forward, the government must continue financing until it can attract sufficient private capital.

Considerations on the RAB model	
Pros	Cons
(+) Provides revenue support throughout the construction phase	(-) Moral hazard with regards to cost overruns
(+) Limits the capitalised interest and thus capital costs, which positively impacts the LCOE in NPP projects	(-) Possible misalignment between required return and rates set by the regulator
(+) In theory, the RAB model should attract investors encouraging them to invest in nuclear projects	(-) The Netherlands does not have a regulatory framework in place in the nuclear domain
	(-) The RAB model has no track record in nuclear
	(-) Costs appear on consumer bills during construction

A Contract for Difference model offers advantages that make it an attractive integral component of a viable revenue model

A CfD provides price certainty for a specified period, which is particularly beneficial in the volatile electricity market

- A CfD is a financial contract where the power generator is paid the difference between a market price and a fixed “strike price”. The counterparty of this contract is often a government or government-backed entity.
- The power generator usually sells electricity at market prices, receiving a top-up if market prices are below the agreed strike price, and paying back if the market prices are above the agreed strike price.
- By guaranteeing a fixed price for the electricity generated, a CfD shields the nuclear power plant from fluctuations in market prices during the operational period of the plant. This stability ensures predictable revenue streams, lowering perceived investment risk and consequently enabling access to more financing.
- The EU Electricity Market Design Directive prescribes the use of CfDs—or equivalent instruments—for any form of State aid supporting renewable electricity generation.
- Implementing a CfD model is relatively straightforward and requires fewer legislative and regulatory changes compared to the RAB model.

The CfD model comes with some drawbacks

- CfDs are intended to provide price certainty after an energy project is commissioned, by providing revenue support. However, during the construction phase (which for nuclear power plants often lasts 10+ years), there is no revenue stream, and therefore no protection against risks via CfDs. Private investors are often unwilling to bear this risk.
- The Hinkley Point C case, which mainly relied on a CfD in support of its private investors, highlights the risks these investors face during construction when State support primarily applies in the operational phase. Significant cost overruns at HPC have severely impacted investor returns, with the CfD offering only partial mitigation during operations

A CfD requires additional State support to mobilise private capital during construction

- The recent example of HPC has underlined the importance of combining CfDs with some additional form of State support, to attract private financing during construction. After the HPC experience both the Dukovany and the Lubiatowo-Kopalino project have included additional State support measures besides the CfD in support of private financiers:
 - **Dukovany / EDU II:** The (private) equity provider ČEZ is additionally supported in the construction period via State financing covering 98% of baseline costs at 0% interest and a cap on ČEZ's exposure to cost overruns.
 - **Lubiatowo-Kopalino:** For PEJ to attract the substantial aspired amount of private- and ECA debt financing, additional State support measures were necessary. The Polish State provides a 100% guarantee on the ECA and private financing and a 30% equity stake as first loss position.

Considerations on the CfD model	
Pros	Cons
(+) A CfD mitigates electricity market risks by providing price certainty	(-) No revenue during construction
(+) Implementing a CfD model requires less legislative and regulatory changes	(-) Agreeing a ‘fair’ CfD value for a period of many years is extremely difficult
(+) It is not necessarily a requirement to have the CfD (fully functioning) in place before the construction phase	(-) Despite the price stability offered by CfDs, there is no absolute guarantee of return on investment for (private) investors
(+) The EU Electricity Market Design Directive prescribes the use of CfDs	

Sources: World Nuclear Association: Financing Nuclear Energy; OECD: Effective Frameworks and Strategies for Financing Nuclear New Build; World Nuclear Association: Nuclear Power in Czech Republic.

Through the reforms to the Electricity Market Design rules, two-way CfDs are now the EC-mandated mechanism for renewable and nuclear projects

EU's EMD has mandated new design principles for CfDs

- The European Parliament drafted legislation to address several key challenges in the energy sector – mostly sparked by the invasion of Ukraine and the subsequent energy crisis.
- This reform has resulted in a reform to the Electricity Market Design rules which were entered into force on 16 July 2024.
- Key is that the new rules promote short-term markets and cross-border electricity trade to enhance market flexibility and efficiency. This includes better use of interconnectors and more efficient balancing of supply and demand.
- The new rules seek to encourage efficient market behaviour while limiting potentially distortive effects of the CfDs on the operational decisions of the generator. They seek to provide remuneration protection to guarantee the economic viability of the projects while avoiding excess compensation.

As per the EMD's design rules, all direct price support schemes in the form of two-way contracts for difference and equivalent schemes with the same effects need to be designed to:

- Preserve incentives for the power-generating facility to operate and participate efficiently in the electricity markets;
- Prevent any distortive effect of the support scheme on the operation, dispatch and maintenance decisions of the power-generating facility or on bidding behaviour in day-ahead, intraday, ancillary services and balancing markets;
- Ensure that the level of the minimum remuneration protection and of the upward limit to excess remuneration are aligned with the cost of the new investment and the market revenues, to guarantee the long-term economic viability of the power-generating facility while avoiding overcompensation;
- Two-way contracts for difference or equivalent schemes with the same effects, and the applicable strike prices, shall be designed to ensure that the distribution of revenues to undertakings does not create undue distortions to the market and trade in the internal market;

- Avoid distortions to competition and trade in the internal market resulting from the distribution of revenues to undertakings;
- Include penalty clauses applicable in the case of undue unilateral early termination of the contract.

There are some key project-relevant principles introduced in the EMD proposal:

- **Incentive of consumers:** Distribution of the revenues to final electricity customers is designed so as not to remove the incentives of consumers to reduce their consumption or shift it to periods when electricity prices are low and to undermine competition between electricity suppliers.
- **Distribution of excess revenues:** Revenues collected from producers subject to direct price support schemes in the form of two-way CfD are passed on to all final electricity customers, including households, SMEs and industrial consumers, based on their share of consumption (same cost / refund per MWh consumed).
- **REDII compliance:** Support schemes for electricity shall be designed so as to maximise the integration of electricity from (renewable) sources in the electricity market and to ensure that (renewable) energy producers are responding to market price signals and maximise their market revenues.
- **Price settlement:** Strike and reference price are defined in CfD contract, presumably not covering complete generation.
- **Remuneration protection:** Minimum remuneration protection is provided. Also, excessive remuneration is limited within CfD to curb receiving high market prices by supported sources and to stabilise prices.
- **Floor and cap strike price structures and PPA carve outs** can be designed within this same policy framework and can be useful in bridging different viewpoints with regards to projected market price levels or the evolution of the demand side. Accordingly, they may be useful for showing State aid is minimised

CfD design choices affects project economics, risk allocation and market behavior, case studies reflect different design choices

Key considerations on design choices of a CfD

- **Cost:** Electricity market prices may stay low or even negative. A fixed strike price offers predictability but may become misaligned with market conditions. An indexed strike price (e.g. inflation-linked) maintains real value over time. A floor price ensures minimum revenue but may reduce market discipline.
- **Reference price:** Using the realised price (what the generator earns) aligns CfD payments with real market exposure but introduces volatility. A formulaic reference price (e.g. average baseload price) offers stability and simplicity but may not reflect actual sales, creating a mismatch between revenue and CfD compensation.
- **Volume basis:** Actual volume ensures CfD payments reflect real output, encouraging efficient operations. However, it exposes the project to operational and market risks. Reference volume (e.g. based on expected capacity factor) smooths payments but may over- or under-compensate if actual output deviates.
- **Dispatch obligation:** A must-dispatch obligation ensures all power is sold, supporting system reliability and revenue predictability. However, it limits operational flexibility. Flexible dispatch allows the operator to optimise output based on market signals or maintenance needs but may reduce CfD payment accuracy and complicate oversight.
- **Sales channel:** PPAs provide long-term revenue certainty and reduce market risk, which is attractive for financing. However, they may limit upside in high-price markets. Market sales (spot or forward) increase exposure to price volatility but allow for strategic optimisation and potentially higher returns.
- **Duration:** A CfD covering the full project life offers maximum revenue stability and supports financing. A merchant tail (e.g. CfD for 35 years of a 60-year plant) encourages cost control and competitiveness in later years but introduces long-term market risk that must be managed by the operator or investors.

CfD example case studies summarised

Component	Lubiatowo-Kopalino	Dukovany 5	Hinkley Point C
Counterparty	CfD with the State	CfD with the State	Low Carbon Contracts Company (government owned)
Delivery	Direct sale to consumers	Electricity sales to a "Supply SPV" during first 40 years with a different arrangement thereafter	Electricity sales onto the market with no exclusive off-taker
Volume	Sale of entire volume through combination of PPAs and sale on power exchange	All output sold to SPV during first 40 years. Yearly CfD settlement based on "Reference Quantity"	No guaranteed sales / purchase obligation by UK government
Price	Two-way CfD with additional mechanisms to disincentivise sale below variable cost	Two-way CfD with a market exposure component and a yearly settlement term. Incorporates variable cost, like Polish case	35-year two-way CfD with two potential prices based on the status of Sizewell C
Duration	60-year operational life, CfD for entire period	60-year operational life, 40-year CfD	60-year operational, CfD for first 35 years
EC's view	Opening decision on March 4, 2025, stating that it cannot confirm, at this stage, that the design of two-way CfD fully complies EMD principles	Final decision on 30 April 2024 commenting, that support for is compatible with the internal market	Final decision on 8 October 2014 commenting, that support for is compatible with the internal market

PEJ and EDU II: Two CfD approaches balancing market exposure, operational efficiency, and revenue stability

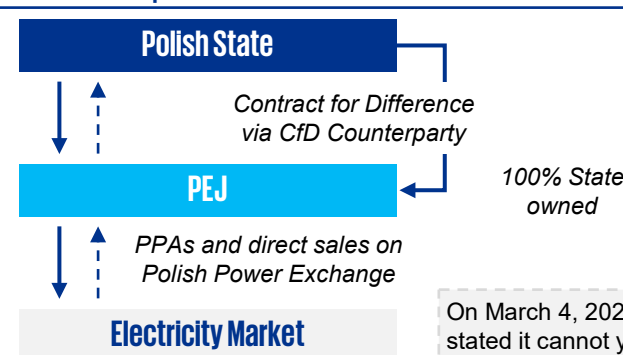
Lubiatowo-Kopalino – CfD structure

- **Counterparty:** PEJ will sell electricity directly to commercial consumers and have a CfD in place with the State.
- **Delivery:** The NPP will deliver the physical electricity to the private offtakers.
- **Volume:** PEJ can dispatch volume through PPAs and under various spot and forward products on the Polish Power Exchange. PEJ's CfD formula somewhat incentivises sales through PPAs over other products.
- **Price:** Under the two-way CfD, if the market price (reference price) falls below the Strike price, the counterparty pays PEJ the difference—and vice versa—ensuring revenue stability. There are additional mechanisms to disincentivise selling electricity below variable costs.
- **Duration:** The CfD is expected to remain in effect for the NPP's full 60-year operational life, enabling long-term compensation control.

Dukovany 5 – CfD structure

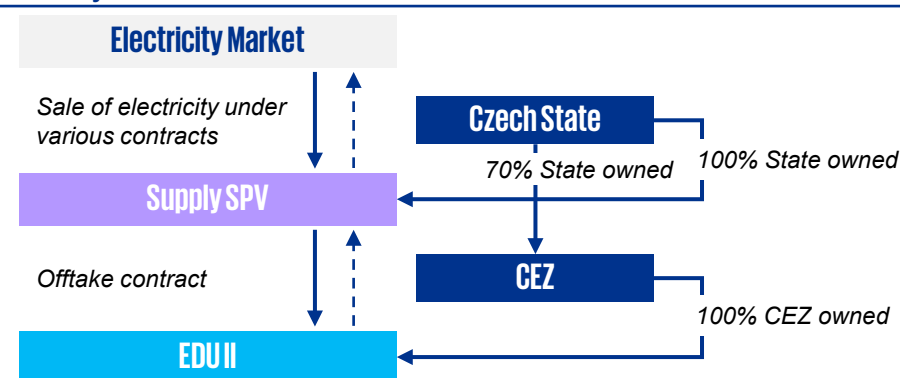
- **Counterparty:** EDU II will hold the operating license and will sell all the generated electricity to the Supply SPV (100% State owned). The Supply SPV will then sell the output directly on the market.
- **Delivery:** EDU II sells its output to the Supply SPV during the PC contract term. After the contract term, the supply arrangement changes.
- **Volume:** The output generated by the NPP is oftaken by the Supply SPV. The CfD formula factors in operational costs, to determine if EDU II is efficiently selling power. The formula is dynamic and disincentivises EDU II when it sells power inefficiently.
- **Price:** The PC remuneration uses a two-way CfD that adjusts EDU II's yearly revenue to bring it in line with the Strike Price, barring certain conditions where EDU II is not fully compensated.
- **Duration:** The CfD will be effective for 40 out of 60 years of NPP's operational life with an additional delay mechanism that can shorten the term of the CfD.

Lubiatowo-Kopalino – CfD structure



On March 4, 2025, the EU Commission stated it cannot yet confirm whether the two-way CfD design fully aligns with Electricity Market Design principles.

Dukovany 5 – CfD structure



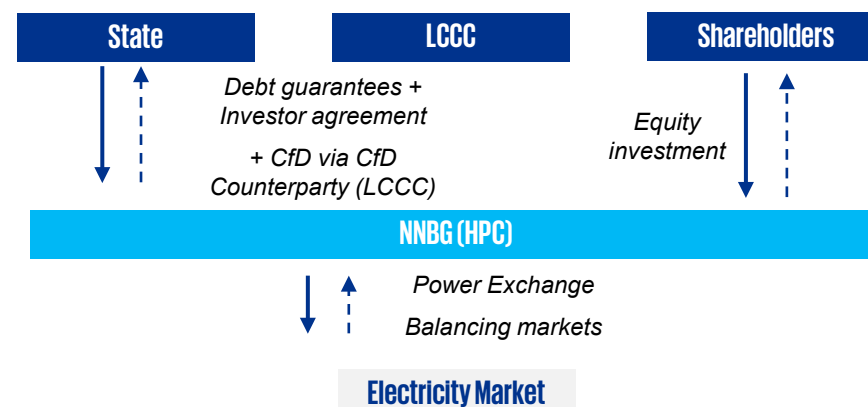
On April 30, 2024, the European Commission confirmed that support for the Dukovany NPP is compatible with the internal market.

HPC operates fully in the wholesale market with a CfD that stabilises revenue based on market price differences

Hinkly point C – CfD structure

- **Counterparty:** The CfD Counterparty is the LCCC, a government-owned private company designated by the State and responsible for making or receiving payments based on the difference between the market price and the Strike price.
- **Delivery:** The electricity produced by HPC will be sold into the market with no exclusive offtaker.
- **Volume:** NNBG is not guaranteed any minimum of electricity sales, must sell on the market and there is no purchase obligation by the UK government.
- **Price:** NNBG will sell electricity directly into the UK wholesale electricity market. If the market reference price is below the Strike price the CfD counterparty (LCCC) pays NNBG the difference and vice-versa.
- **Duration:** The CfD spans a 35-year term from the date of commissioning, designed to provide revenue stability and reduce exposure to market price volatility.

United Kingdom (Hinkly point C) – CfD structure



On 8 October 2014, the Commission approved State support for Hinkley Point C as compatible with the EU internal market.

PPAs provide long-term revenue certainty and market stability, but require substantial amount of large off takers

A PPA offers long-term price and volume guarantees, attracting (private) capital by reducing market exposure

- In the case of a nuclear power plant, a PPA can provide more predictability of the project's projected revenues, at least for the part that is covered by the PPA.
- A PPA is an agreement between an electricity generator (the seller) and a purchaser (the buyer). the buyer agrees to purchase a defined amount of power at an agreed price from the generator from a specified source.¹
 - The agreed price at which the buyer will purchase power from the seller can be determined using structures such as a fixed price, market-indexed price, hybrid pricing or floors and ceilings (mimicking a CfD mechanism).²
 - The contracted volume of electricity can be structured in various ways, such as pay-as-generated, baseload delivery, or min-max volume commitments.²
- PPAs can be divided into two types³:
 - Commercial PPAs: where the counterparty is a non-Governmental entity operating, such as a utility, power trader or corporation
 - Government PPAs: where the counterparty is the Government entity.

The pros and cons a PPA are similar to a CfD, however, PPAs are more comprehensive in that they typically cover both price and volume, while CfDs focus solely on price stabilisation

- PPAs are typically commercial arrangements between two private entities, whereas CfDs are government-backed mechanisms designed to provide revenue stability for electricity producers
- CfDs typically result in trading more of the output under shorter term durations due to market depth and liquidity constraints and limits to corporate balance sheets of buyers for collateral.
- PPAs for nuclear power if with hyperscalers or large power users are a good fit for baseload long term demand-supply needs matching with parties that can post the collateral and that reduce the CfD need; whilst also avoiding too high day ahead volumes that can cause other issues including short term market manipulation driven by profit optimisation that may not fit with policy goals

Note: (a) It is unlikely that the market will be distorted if PPAs are closed between producers and buyers of electricity on a voluntary basis and without regulatory interventions in price- setting. The EC includes PPAs, in line with CfDs as preferred instrument to support renewable energy projects. State support for PPAs can be envisaged if a State provides cover for counterparty risks, which may be significant for PPAs.

Sources: (1) World Nuclear Association: Financing Nuclear Energy; (2) Business Energy Deals; (3) European Investment Bank: Commercial Power Purchase Agreements (by Baringa); (4) Regulation (EU) 2024/1747.

To utilise a PPA revenue model, having large off takers is typically necessary

- In a PPA, the buyer receives actual electricity volumes making it a physical delivery contract. In contrast, a CfD functions purely as a financial instrument: it compensates the electricity generator for the difference between the market price and a pre-agreed strike price, without involving the transfer of physical electricity.
- Because PPAs are negotiated privately between market participants, they do not inherently distort the market—they are considered standard commercial agreements.⁴
 - The EC refers to PPAs as an important instrument in support of renewable energy projects. However, PPAs face a set of barriers, particularly the risk of payment default from the buyer in the long-term agreement.
- NPPs, which produce large and consistent baseload electricity, require off takers with substantial and stable demand profiles. However, large industrial or corporate consumers capable of committing to the long-term, high-volume PPAs only make such commitments closer to operational start given known issues of COD delays. The likely need to aggregate demand makes it challenging to structure viable PPAs without either a trading/PPA team or government intervention.

Considerations on the PPA model	
Pros	Cons
(+) Provides long-term price and volume guarantees	(-) Similar to a CfD, it does not offer revenue during construction
(+) Helps secure financing by reducing market risk (both price and quantity)	(-) Depends on offtaker credit quality and balance sheet for collateral
(+) The EC encourages the use of PPAs	(-) Buyers are typically limited to large companies and purchasing decisions would be closer to COD
(+) Low market distortion ^(a)	

Compared to the RAB, the CfD model requires that developers finance the construction of a nuclear project and bear the associated risks

The RAB model ensures stable revenue for investors of the nuclear power plant by allowing it to earn a regulated return on its invested capital

- The RAB model aligns well with the expectations of private investors, who often prefer shorter-term returns rather than waiting until the project becomes operational.
- In theory, the RAB model is able to attract investors in an earlier phase, prior to operations, as the NPP can provide a return during construction, which is used to compensate capital providers.
 - In practice, we note that the example of Sizewell C, which has just reached FID, has been able to attract the aspired private capital during the development and early parts of construction phase, although at a minimal amount. This may be related to the regulatory complexity of applying the RAB model in the Nuclear field, which has not yet been fully accepted by the investor community.

A CfD and PPA ensures price stability by guaranteeing a fixed price for the electricity generated, protecting the project from market price fluctuations

- The CfD and PPA models provide support to the NPP during its operational period.
- As a result, these models are able to attract investors after the largest risks of an NPP, during construction, have been mitigated (either through other State guarantees or because the commissioning date is closer).
- The experience with Hinkley Point C and current examples of Dukovany and Lubiatowo-Kopalino exemplify how private capital providers require additional State support measures to a CfD if they are expected to contribute in the phases prior to operations.
- If a CfD model is used to support the NPP, further assessment may be necessary should the NPP later enter into PPAs with commercial parties. To comply with EC State aid rules and minimise market distortions, it must be ensured that PPA prices are not artificially low. This risk can be mitigated by excluding the volumes traded under such PPAs from CfD support. These considerations should be evaluated in more detail at a later stage.

Risk mitigation per revenue model				
Type	Feasibility	Development	Construction	Operations
Key risk	<i>Developing a project</i>	<i>Attracting (private) financing</i>	<i>Delays and cost overruns</i>	<i>Electricity market risks</i>
CfD model	Not applicable	Is not able to mitigate the respective risks of these phases on a stand-alone basis, as return for investors depends on revenue from the operational period onwards.		Mitigates the risks related to the price of electricity. ^(a)
PPA model	Not applicable	Is not able to mitigate the respective risks of these phases on a stand-alone basis, as return for investors depends on revenue from the operational period onwards.		Mitigates the risks related to both the price and quantity of electricity. ^(a)
RAB model	Not applicable	Mitigates both the risks during construction (delays and cost overruns) as well as market risks, as the return for financiers is related to the asset base, which grows during construction, and not to developments in the market.		

Note: (a) as mentioned on the previous pages, the measure in with both the CfD and PPA mitigate revenue risks, depends on the quantity of electricity produced. In case of (long) unforeseen downtimes of a NPP, no revenue support is generated via a CfD or PPA. Accordingly, there is no guaranteed revenue during the operational phase.

The analysis of the revenue models has yielded several key findings that should be considered for the choice of a GSP

The advantages from the RAB-model do not outweigh the practical regulatory and legislative challenges in the Dutch context

- The RAB model presents an attractive revenue model because it allows for revenue generation during the construction phase of a project. This early income stream reduces the need to accrue interest over long construction periods, which in turn lowers the LCOE. Additionally, the model aligns with the expectations of private investors who prefer shorter-term returns and reduced risk exposure.
- Despite its benefits, the RAB model faces significant implementation challenges in the Netherlands which have led the government to decide¹ not to adopt this model.
 - The Netherlands lacks a dedicated regulatory framework and experience in previous projects for nuclear infrastructure. While the ACM regulates RAB models for energy networks, it has no precedent or expertise in overseeing nuclear projects. Expanding ACM's mandate or establishing a new regulatory body would be a complex and time-consuming process.
 - The UK legislative process in preparation of Sizewell C has taken over 4 years and is yet to be fully accepted by the investment community.
 - The limited precedents of RAB models in the context of nuclear projects in Europe adds to uncertainty for investors.

The benefits of PPAs are offset by structural market limitations that constrain their applicability for nuclear projects in the early phase of the project

- PPAs offer long-term price and volume certainty, making them attractive for private capital by reducing market exposure, particularly relevant for nuclear projects with high upfront costs and long lead times.
- Any inclusion of PPA offtakes could be useful for minimising the level of intervention and show aid minimisation, consistent with State aid principles. Given the long development and construction period however, it is likely that PPA appetite will be identifiable at a later pre-operations stage.
- Volumes limited to large, creditworthy off-takers capable of committing to long-term, high-volume contracts, likely identifiable closer to operations.

Source: (1) Kamerstukken II, 2024/25, 32 645, nr 157.

A CfD is a preferred revenue support model but requires complementary State support to mobilise private capital during construction

- The CfD model guarantees a fixed price for electricity during the operational phase of a NPP, shielding it from market fluctuations. The resulting revenue stability significantly reduces investment risk, making it easier to secure financing and lowering the cost of capital.
- The CfD model aligns well with both Dutch and European policy frameworks. The EU Electricity Market Design Directive prescribes the use of CfDs for State support for renewable energy. Moreover, the Netherlands has prior experience with CfDs in offshore wind projects.
- Despite its advantages, the CfD model has notable limitations—particularly during the construction phase of NPPs. CfDs are designed to provide revenue support only after a project is commissioned. For NPPs, which typically have construction timelines exceeding 10 years, this means there is no revenue stream or risk mitigation during the most financially vulnerable period.
 - This gap in support coverage places the burden of construction risk entirely on the NPPs investors. The Hinkley Point C (HPC) project in the UK, which relied heavily on a CfD, illustrates this challenge.
- The ensuing NPP examples applying a CfD, notably Dukovany and Libiatowo-Kopalino, demonstrate that while CfDs are effective in stabilising operational revenue, they must be paired with targeted construction-phase support to attract private financiers (both debt and equity) in the construction phase and to keep the CfD strike price as low as possible.
- While a revenue mechanism such as a CfD is typically required to enable private refinancing, especially during or shortly after construction, it may not be strictly necessary if the project demonstrates strong operational performance and stable cash flows. However, in most cases, such mechanisms remain essential to attract institutional capital at acceptable terms. Additionally, it must be stated that a CfD does not necessarily need to be in place in the context of a fully publicly project, as exemplified by the Paks II project.
- As CDFs do not offer volume support they work best in large liquid markets. Private investors typically look for the volume risk to be underwritten by large utilities, so combination with PPAs can mitigate other volume and market distortion risks that the volumes of power may have on the Dutch market

Revenue models along the axis of the Decision-Making framework

Revenue model			
Criteria	RAB	CfD	PPA
Impact on debt and balance	– Limits the impact on State debt as it primarily relies on funding via consumers – Revenue during construction reduces need for State-backed financing	– No revenue during construction, increasing reliance on State or investor funding – Possible budgetary implication given market expectations compared to the strike price	– Depends on structure (commercial vs. government PPA) – No revenue during construction phase
Affordability	– Limits capitalised interest and thus capital costs – Positively impacts LCOE	– Does not directly affect LCOE – Indirectly lowers LCOE by reducing market risk and cost of capital	– Indirect impact on LCOE through revenue certainty – Volume guarantees may further reduce risk and financing costs
Feasibility	– Not pursued by the Dutch State (per letter to Parliament). No nuclear precedent in NL or EU – Requires complex and time-consuming regulatory setup	– Preferred method by the EC – Fewer legal/regulatory changes needed – Can be implemented without full framework before construction	– Requires large, creditworthy offtakers – Less regulatory burden than RAB, but more complex than CfD due to the number of PPAs – Given the 10 years + development and construction period, appetite is not yet identifiable. Making it not a viable option from the start.
State control	– Not applicable	– Not applicable	– Not applicable
Risk sharing between State, investors and vendors	– Risk sharing occurs with Consumers which partially bear cost overruns – RAB may lead to moral hazard reducing incentive for cost control	– Risk during construction lies with investors – State support only applies post-commissioning – Additional support (e.g., guarantees) often needed to attract private capital	– Depends on contract structure
EC Approval	– Uncertain: no precedent in nuclear sector	– Aligned with EU Electricity Market Design Directive – Strong precedent for approval	– Generally acceptable if structured as commercial agreements. – Government PPAs may require State Aid notification depending on terms
Market Trust	– Limited: only one precedent (Sizewell C) – Investor confidence not yet established	– Commonly known and used by investors – Used in multiple renewable energy projects	– Depends on counterparty creditworthiness – Commercial PPAs trusted in energy market

Chapter

Management Summary

Introduction

Precedent NPP models used in Europe

Integrated Decision-Making Framework

Option Analysis

Scenario Analysis

Preferred Government Support Package

Scenario analysis

A person wearing a white hard hat and a high-visibility orange safety vest is shown in profile, holding a laptop. The background is a blurred industrial or construction site at dusk or dawn, with warm lighting from the sky.

A Business Case has been set up for the NPP to assess various assumptions and financing structures

Scenario analysis build further on the DMF and outcomes from the Option Analysis

- This chapter builds on the earlier assessments of the various financing- and revenue models via the DMF. The DMF has served as a guiding structure to evaluate the different options of the option analysis.
 - From the Financing Models, affordability has proven to be the differentiating factor between the different Criteria. As a result, a public heavy capital structure is further explored in the different scenarios assessed within this Scenario Analysis chapter.
 - From the Revenue Models, feasibility has led to the selection of the CfD model as a preferred support measure. As a result, in all presented scenarios from this chapter, a CfD mechanism has been included. The height of the required CfD support mechanism differs between the various scenarios and sensitivities.
- The evaluation of the various scenarios, and their sensitivities, occur based on different parameters, such as the assessment of the Levelized Cost of Energy (“LCOE”) as proxy for Affordability, which are explained in the following pages.

The Business Case assessed in this Report is based on public information

- In order to assess the scenarios and sensitivities a common ground is required with regards to the base assumptions of the NPP, such as its production parameters, price levels and operational costs. Together these assumptions form the Business Case of the NPP (“Business Case”).
- On request of KGG, KPMG has performed desk research to draft a Business Case, reflecting the full lifespan of a nuclear power plant: from development until decommissioning.
- The current Business Case is based on public information assessed by KPMG. KPMG has drafted a Scoping Document (‘20250904 - Project Split - Scoping document’) in which the various parameters, assumptions and sources have been described.

The Business Case assessed in this Report is based on public information (continued)

- The inputs derived in the Scoping document have been discussed with KGG who further conducted a cross-reference on outcomes of the Third-Party Review of the technical/delivery workstream of KGG. KPMG did not have access to this Third-Party Review.
- Note that there has not been a full technical-, operational- or financial assessment of this Business Case.
- The Business Case of the NPP is inherently uncertain in this phase of the project. This is mostly due to the fact that fundamental topics, such as site location, technology provider, and operational fundamentals (availability, load following strategy, prices and inflation rates) are still to be decided. Within these inherent uncertainties, a Business Case, as robust as possible, has been set up in order to be able to conduct financial analyses.
- Changes in assumptions (for example, increases in Capex due to refinement) impacts perceived risk, estimated cash flows and therefore financing options and potential support mechanisms. The current estimates should be considered illustrative, focusing on the impact of various assumptions, and are suited for the assessment as described. Results (e.g. in realised returns as in assumed financing structures) may differ substantially from the projections and assumptions.

Together with the Business Case, the developed Financial Model, forms the basis for the Scenario analysis presented in this chapter.

- To facilitate scenario analysis, the Business Case has been embedded into a Financial Model. This model enables KGG to:
 - Adjust key assumptions and parameters
 - Simulate alternative financing structures
 - Conduct sensitivity analyses across a wide range of variables
- The Financial Model forms the analytical backbone of this chapter. It supports the evaluation of three core scenarios and multiple sensitivities, while also allowing for further exploration beyond the scope of this report.

The fundamentals of the Business Case are subject to refinement in the coming years

Further developments of the project, such as the selection of a vendor and location, will lead to further refinement of model parameters and outcomes

- The Business Case is strongly dependent on essential elements such as site location and chosen technology. In addition to the Business Case fundamentals, the Business Case impacts considerations on other topics, such as:
 - A potential GSP: in case stronger fundamentals can be achieved, less government support may be required;
 - Financial matters such as the appetite of the market (how much are ECAs willing to finance) and the market's view on risk-sharing.
- To reflect the inherent uncertainties in the project at this moment various scenarios are drafted to conduct financial assessments. Given the inherent uncertainties in the Business Case and explorative assumptions on financing, potential equity stakes by private parties or other refinancing options have not been assessed.

Scenarios will be refined by additional information becoming available as well as specific decisions and considerations made by the Dutch State

- Refining scenarios will be an ongoing activity until commissioning which follows the progress of the overall project of building a NPP for the Dutch State.
- Apart from general updates (for example new Capex estimates or changes in long term energy price forecasts) specific topics can impact the set of valid scenarios. For example, feedback on the EMU-budget assessment may impact the view of the Dutch State on private financing and therefore impact foreseen financing structures (debt to equity allocation).
- In addition, market as well as political developments can impact both the drafting of scenarios and how scenarios are compared to the DMF.
- Lastly, preferences of investors may change due to, amongst others, market conditions or (un)successful projects in the sector. A change in these preferences might result in different return expectations or risk appetite of external financiers.

Scenarios show the gradual impact of changes in structure and timing. In addition, sensitivities can be used within scenarios to show impact of changing parameters

- In addition to the scenarios drafted, sensitivity analyses can be performed which show, within a scenario, the impact of changing parameters. For example, assumed Capex, construction timeline, and OPEX levels can be analysed.
- The pages hereafter present:
 - Overview of the topline-to-EBITDA implications and the assumed timelines;
 - The project's rate of return (the return excluding any financing effects) and considerations on a CfD to support debt service and/or increase Return on Equity (RoE);
 - The outline of the scenarios drafted and various sensitivity analyses.
 - Three main scenarios analyses, differing in financing structure and their impact on elements such as capitalised interest, CfD required to cover debt service, RoE and cashflows from and to the Dutch State.

An overview of the driving parameters of the NPP's EBITDA and the timelines considered from developing to decommissioning

Revenue consists of various price and output components

- A NPP generates revenue by selling electricity, calculated as $P \times Q$.
- The price (P) is set as the assumed market price and potentially adjusted through support mechanisms, such as a CfD. The quantity (Q), reflects the electricity output, which depends on the total capacity of the plant, its availability (relating to both planned and unplanned maintenance) and actual production (consisting of the maximum full load hours in a specific period and the hours in which energy is produced).
- Note that the market price is paid by energy off-takers whereas in the case a CfD is applied differences between the market- and a predetermined strike price may lead to a top-up for the NPP. This top-up can be negative depending on whether a “two-way” CfD is applied.

Operating expenses (“Opex”)

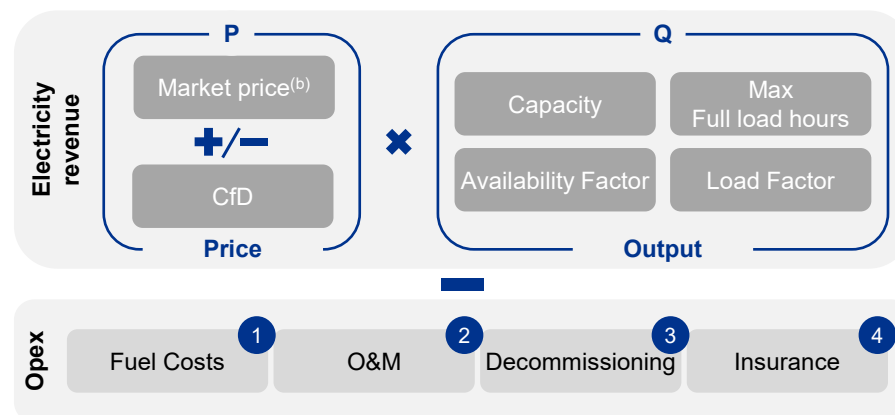
- 1 The NPP requires a continuous supply of (radioactive) fuel to operate, following specific refueling cycles.
- 2 Qualified operational personnel, combined with the need for specific materials is needed to run the reactor safely and efficiently and conduct maintenance to ensure the reactors technical lifetime and reliability.
- 3 Given the plant being a nuclear facility, decommissioning is required under Article 15 sub b – Kernenergiewet. Thus, adequate capital must be reserved to ensure a fully funded decommissioning process.
- 4 Next to general insurances, the NPP requires specific insurance given its activities, according the law (‘Wet aansprakelijkheid kernongevallen article 5 paragraph 1’).

Timeline is indicative and exact timelines are being developed(a)

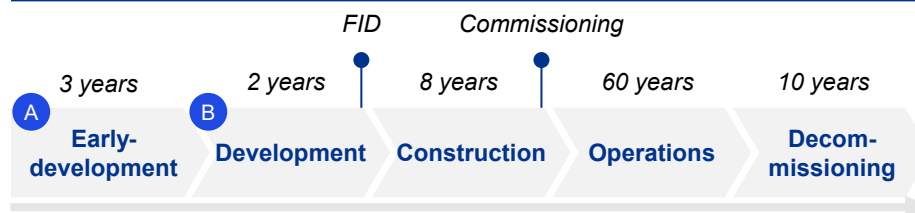
- The development and construction of a nuclear power plant spans many years and involves intricate planning, a resilient supply chain, and large infrastructure to support the scale and complexity.
- Note that given overlapping procedures, scope and relative limited costs compared to the total Capex, early development (or feasibility) and the development phase are hereafter jointly referred to as ‘Development’.
- The NPP is assumed to have a ramp-up period of 2 years (after construction), operate for 60 years, after which a decommissioning period of 10 years is planned.

Notes: (a) Kamerbrief KGG met kenmerk 98794225: “Voortgangsbrieff nieuwbouw kernenergie mei 2025”; (b) Market price is the wholesale price at which the NPP sells its generated electricity.

EBITDA breakdown



Indicative timeline assumed for financial analyses



- A I.e. tender process, feasibility studies, public enquiry, initial permitting, market consultation, early-stage project development, and preliminary engineering
- B Detailed design, engineering, final permitting, financial structuring, and preparation for FID

Early development and development are therefore jointly referred to as ‘Development’

The Project IRR is 3.9%, while revenue support increases the IRR, this support may also lead to inefficient cash circulation

The NPP is cash flow positive on a standalone basis, resulting in a 3.9% Project IRR

- The project's Internal Rate of Return ("Project IRR") indicates the discount rate required to calculate a net present value ("NPV") that is equal to zero. In other words, what discount rate would result in the sum of all future cash flows to be zero. By conducting this calculation, insights are obtained with regards to the return of the asset, not impacted by any financing structures. The assessments result in a Project IRR of 3.9%.
- The visual on the right indicates the estimated free cash flows (in terms of Enterprise Value), the cumulative free cash flows as well as EBITDA margins over time. The Business Case indicates an expected EBITDA margin of approximately 55-60%, without any support mechanism.

Revenue support mechanisms can boost the Project IRR and/or cover debt. With full public financing, this may lead to inefficient recycling of funds, because support flows back to the State as project proceeds

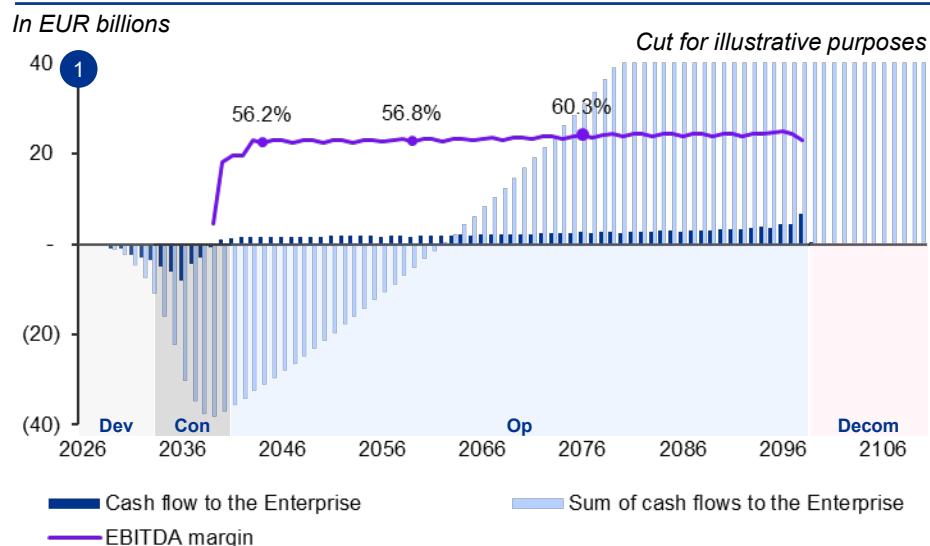
- Project IRR (3.9%) is below typical investor thresholds and likely lower than market-based Weighted Average Cost of Capital ("WACC").
- Debt (public or private) requires sufficient coverage to avoid default. A Debt-Service-Coverage-Ratios ("DSCR"), which compares a project's available cash flow to its debt service, serves as a key financial metric that lenders use to assess repayment capacity and build a buffer against cash flow shortfalls.
- Support mechanisms like a CfD can improve returns and debt coverage.
- Introducing a CfD increases revenues, improving Project IRR and coverage of debt service. If fully State-backed, higher cash circulation occurs, via dividends and taxes, while the net financial impact for the Dutch State remains unchanged.

1 Model parameters

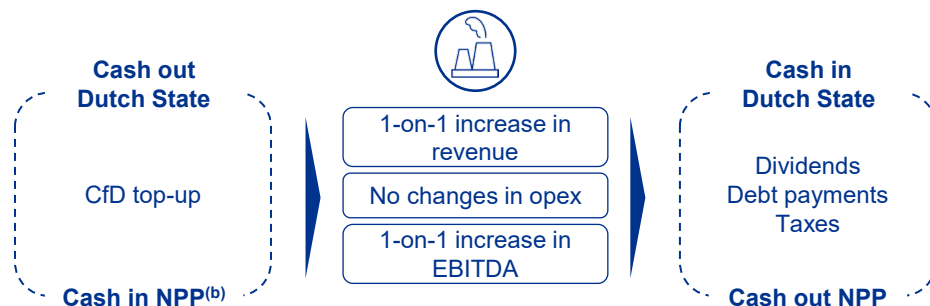
- Important parameters for the NPP are the total real Capex of EUR 30 billion^(a), the assumed market price of EUR 75 MWh, an inflation of 2%, the availability of 90% and load factor of 100% (resulting in 90% realised output).

Note: (a) EUR 30 billion in 2025 terms (real). The total amount in nominal terms, which includes inflation of 2% per annum, amounts to approximately EUR 36 billion, excluding net working capital investments or ramp-up period funding. (b) The reverse scenario I is also possible: if the market price exceeds the strike price, the NPP pays the difference to the Dutch State.

Cash flow overview over project's lifetime



Support mechanism: Cash flows from and back to the Dutch State



Opting for a specific allocation of debt and equity impacts the LCOE and return on equity and may require support of a CfD

Specific characteristics in debt sources (tenor, rates, commitment amount and timing) are assumed to reflect differences in debt financier and debt types

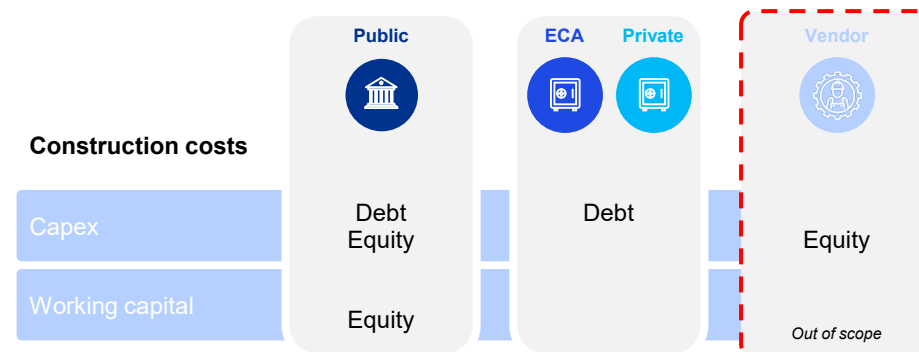
- Apart from equity financing, which is in the current scenario analysis assumed to be invested in full by the State^(a), both public and private debt is included in the analyses. Private debt is split in ECAs and Senior debt (banks, pension- and infrastructure funds).
- To reflect different characteristics between public and private debt, assumptions are made on elements such as total commitment, commitment date, interest rate, interest capitalisation, arrangement fee and commitment fee.
- Repayments are done on a pari-passu basis and follow similar tenors, starting after the grace period based on the ramp-up period (i.e. 2 years after COD).
- Note that this is a simplification and financing specifics depend on specific market preferences which can differ over time and are the outcome of negotiations.

Specific financing structures, allocating equity and debt, are defined in various scenarios. Three scenarios and multiple sensitivity analyses are assessed

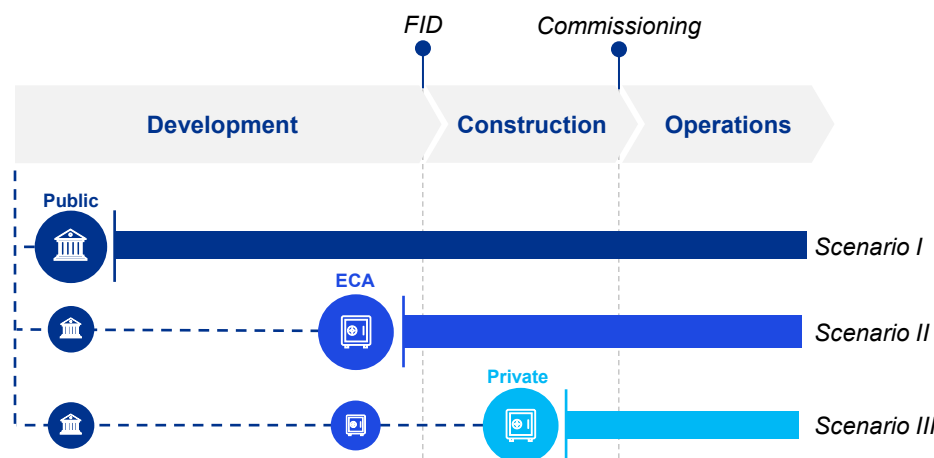
- **Scenario I (Full public Scenario)** assumes a project fully financed by the State^(b). In the page hereafter analyses have been conducted on various financing structures to conclude on a specific allocation set as Scenario I. Sensitivities on the Capex-, revenue, Opex- and financing assumptions are conducted on Scenario I. A separate analysis is also included on the assumed load factor.
- **Scenario II and III (ECA; ECA + Senior debt scenario)** consider attracting private debt by including ECA financing (Scenario II) as well as both ECA financing and Senior debt (Scenario III). ECAs are assumed to commit at FID whereas Senior debt is attracted at a later stage. Senior debt is assumed to need government guarantees but no additional pricing for those is included.
- Note that given the inherent uncertainties and phase of the project, calculations are conducted to assess parameters, such as LCOE and RoE. Substantial changes may arise depending on the GSP and capital structure assumptions.
- In all scenarios the project is assumed fully financed. Capitalisation of interest and financing working capital may cause differences in total Debt / Equity assumed. Refinancing has not been included in the scenarios assessed.

Note: (a) This assumption does not preclude further exploration of (private) equity financing, such as by Vendors, by the Dutch State. As stated in the parliamentary letter (Kamerbrief KGG, kenmerk 98794225: "Voortgangsbrieven kernenergie mei 2025"), equity financing is being considered. However, reports such as the Market Consultation by BNP Paribas and the Third-Party Review by Amentum indicate limited market appetite and uncertainty around project risk transfer with such participation. Equity would furthermore be most likely capped and require substantial (guaranteed) returns; (b) i.e. all Capex and required investments are covered.

Overview type of capital contributions



Overview of timing of capital commitments



The following analysis evaluates each scenario using four key performance indicators

The various scenarios can be distinguished based on four key metrics that reflect their sensitivity to changes in underlying assumptions: Capex, construction time, capital structure (debt/equity), and private financing

Capitalised Interest

Capitalised interest represents the interest costs incurred during the development and construction phase—before the project becomes operational and begins repaying its debt. In the absence of a revenue stream, these costs are added to the overall capital cost of the project, instead of being treated as an immediate expense. Capitalised interest is expressed in EUR terms.

This treatment has a direct impact on the project's financial structure: by increasing the total debt at Commercial Operation Date (COD), capitalised interest raises the amount that must be repaid during the operational phase. Consequently, it contributes to a higher overall project cost.

LCOE

Levelized Cost Of Energy provides an estimate of the average cost of electricity over the full life span (including construction) of the NPP. In other words: the outcome represents the energy price (in real terms, 2025) on which it will break even. Note that the calculation includes production and is expressed in EUR/MWh. LCOE is discounted using the Project IRR where the NPV = 0 (e.g. 3.9% in Scenario I). Note that any impact on the Business Case (e.g. higher Capex) will cause a shift in Project IRR in order to balance the NPV to 0. However, in order to illustrate the impact of sensitivities on the LCOE, a fixed discount rate of 3.9% (rounded) is applied, similar to the Project IRR in Scenario I. For all other scenarios or calculations, the LCOE is calculated based on its own Project IRR. Please refer to the next page for additional considerations on LCOE.

As NPPs have high upfront (capital) costs, often a large portion of the LCOE is the result of the capital costs, such as the capitalised interest. Accordingly, the LCOE, in the following pages, follows the changes in capitalised interest.

CfD

A Contract for Difference (CfD) is a financial mechanism used to support investment in low-carbon electricity generation by providing price stability to electricity producers. A CfD provides revenue support to the project by supplementing the difference to the market price and an agreed strike price for the project's output.

From the NPP's perspective, the CfD serves as a top-up to restore viability when the Business Case weakens (e.g. in the case of an increase in cost of capital). The top-up price acts as a proxy for the market price the project requires to fulfill its obligations. In real-life application, however, CfDs only cover market price risk, and is based on a predetermined, and agreed upon, strike price, independent of the changes in the underlying Business Case.

RoE

A Return on Equity (RoE) refers to the return that equity providers realise based on the cash flows available for equity (dividends) in relation to the amount of cash provided by the equity holders (amount of Capex provided by equity). It is assumed that there is no required target RoE. The RoE is expressed as a percentage.

RoE is influenced by the amount and timing of cash flows available to equity holders. The greater and earlier these positive cash flows occur, assuming capital expenditures financed by equity remain constant, the higher the resulting RoE. A higher RoE can also be reached by a higher CfD strike price. As long as the State is the only equity holder, this will mean an increase in cash circulation (as described on the previous pages).

The Levelized Cost of Energy is driven by both the underlying business case and the discount rate

Changes in capital structure influence the IRR through the CfD methodology

- The Levelized Cost of Energy (LCOE) serves as a key metric in evaluating the economic viability of energy projects, reflecting the average cost per unit of electricity generated over the project's lifetime, adjusted for the time value of money.
- Choosing an applicable discount rate for the LCOE calculation normally occurs on a market-based approach. In other words, a Weighted Average Cost of capital ("WACC") is applied based on market benchmark data of similar projects. However, similar NPP projects, such as those presented in the earlier cases, present a broad range of discount rates applied, strongly depending on considerations on the sources of financing and their cost. Moreover, nuclear new builds could be considered inherently less suitable for a market-based WACC given that these projects generally require funding support from government bodies. In light of this project and in agreement with KGG the Project IRR has been applied in the calculation.
- The Project IRR is derived by goal-seeking the required discount rate to arrive at an NPV of 0. The Project IRR represents the return available to both equity and debt providers and serves as a reflection of the project's risk profile. A lower IRR compared to market benchmarks may indicate that investors must accept below-market returns or that the project carries significantly lower risk. Generally, capital structure does not affect the Project IRR, as the calculation is based on enterprise value cash flows (those available to all capital providers) making the IRR independent of the debt-equity split. Accordingly, similar IRRs are expected across scenario analyses.
- Note that specific developments, such as higher CAPEX during the construction phase, could occur, impacting the business case and therefore Project IRR. For example, when higher CAPEX levels are considered, the Project IRR would decrease as the initial investment is higher and cash flows available for distribution are not impacted. However, for obtaining a LCOE applying this lower discount rate this would mitigate the higher CAPEX cost, which would dilute the insights and be theoretically incorrect.

Changes in capital structure influence the IRR through the CfD methodology (continued)

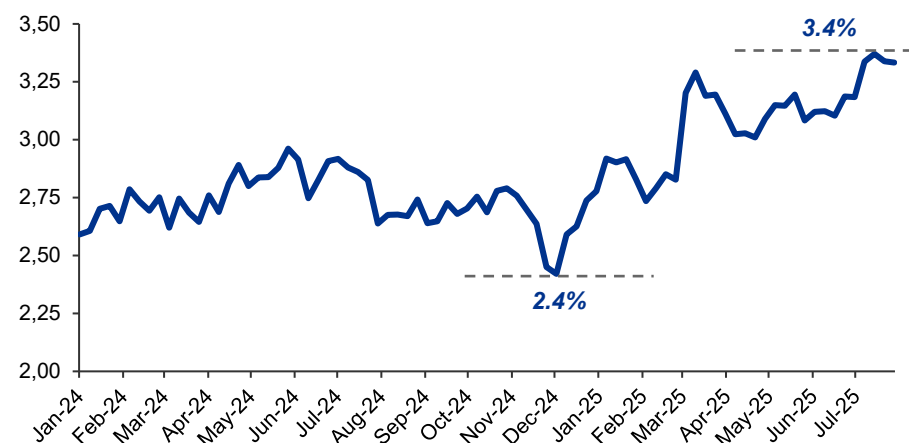
- In addition, the CfD methodology applied in the scenario analyses balances shortcomings in the business case's debt service by increasing revenue.
- In order to visualise the impact of sensitivities on the Business Case, such as on Capex, inflation rates and Opex, we deem it more appropriate to apply a constant discount rate in the LCOE calculation, which in the scenario analyses would be the Project IRR.

The risk-free rate may fluctuate substantially, and accordingly affect the debt servicing capacity of the project

The developments in risk-free rate may significantly influence the debt service capacity of the project

- In order to ensure the considerations with regards affordability in the DMF, the methodology as applied in the Dukovany case is followed, which indicates:
 - An interest rate of 0% is considered on government debt pre-COD;
 - A long-term government bond is applied as a basis for the debt costs post-COD, including a 1% premium.
- By following this methodology, the Dutch 30-year government bond yield, which reflects the State's borrowing cost, is applied and serves as a proxy for financing cost post-COD.
- The graph on the right illustrates how the risk-free rate developed between August 2024 and August 2025. Indicating a low at 2.4% and high at 3.4%.
- Changes in the risk-free rate may affect economical viable capital structures. A higher risk-free rate, and therefore higher interest rate on loans post-COD, may exceed the debt servicing capacity of the Business Case and therefore require support, for example, via a CfD mechanism with a strike price higher than the projected electricity price.
- On the page hereafter considerations with regards the assumed interest costs and capital structure are elaborated on. In addition, a specific capital structure is defined for Scenario 1 which will serve as a basis for the sensitivity analyses and Scenario 2 and 3.

Development risk-free rate (30Y Dutch State) between 01/08/2024 – 01/08/2025



Scenario I has been defined as a 60/40 debt to equity structure, considering interest costs of 0% pre-COD and 3.75% post-COD

A 60/40 Debt/Equity ratio is the threshold for which the NPP does not require a revenue support mechanism to cover the debt servicing

- Table 1 shows various capital structures (allocations of specific debt and equity relative to the base Capex-estimate) being assessed and their impact on the elements described on the previous page.
- In addition to the Business Case fundamentals outlined in the Scoping document, a brief note is provided on the financing assumptions below the table. All capital structures assume 0% interest pre-COD, meaning no capitalised interest occurs, and 3.75% interest post-COD.
- The top of table 1 shows that the LCOE gradually increases when additional debt is assumed in the capital structure, resulting from additional interest costs (i.e. 3.75% interest costs post-COD over a higher debt position).
- All scenarios and sensitivities assume a CfD contract is in place. While most scenarios show a zero expected value (indicating a CfD strike price equal to the market price, and thus no top-up), capital structures with a higher Debt/Equity ratio, such as 70/30 and 98/2, require active CfD support (strike price > market price). An indication of both the average height of the CfD (in EUR / MWh) as well as the number of periods (in quarters) the support is required are shown in the table.
- The RoE gradually increases from the Project IRR of 3.9% (which can be mimicked as a 100% equity scenario). Note that despite increasing interest costs the RoE increases as the total amount of dividends are slightly lower (due to increased interest cost) but offset by a lower equity base (given the capital provided by debt) on which the RoE is calculated. RoE is a result in the financial analyses, and no specific target RoE is considered.
- Scenario I:** the capital structure with a 60/40 Debt/Equity ratio is defined as this capital structure indicates no CfD strike price above the assumed market price is required under the current Business Case while allocating as much debt as possible, in light with the State's preference for debt instruments (as it provides more repayment certainty) and to avoid unnecessary cash circulations between government bodies and NEO. Scenario I is highlighted in blue.
- The bottom of table 1 indicates the sensitivity while varying risk-free rates. Showcasing that higher risk-free rates, may require the need for a CfD with a strike price above the assumed market price.

Sensitivity analysis - Capital structure - Public financing

EUR m	Capitalised interest	LCOE (EUR/MWh)	Average CfD (EUR/MWh)	RoE
1 0% interest pre-COD				
0/100 Debt/Equity	-	72	0 (0 quarters)	3.9%
30/70 Debt/Equity	-	76	0 (0 quarters)	4.1%
40/60 Debt/Equity	-	78	0 (0 quarters)	4.3%
50/50 Debt/Equity	-	79	0 (0 quarters)	4.4%
60/40 Debt/Equity	-	81	0 (0 quarters)	4.5%
70/30 Debt/Equity	-	83	6 (20 quarters)	4.9%
98/2 Debt/Equity	-	94	17 (60 quarters)	8.6%
Sensitivities on post-COD interest costs on 60/40 D/E				
2.75% interest rate post-COD	-	79	0 (0 quarters)	4.8%
3.75% interest rate post-COD	-	81	0 (0 quarters)	4.5%
4.75% interest rate post-COD	-	84	4 (20 quarters)	4.3%
5.75% interest rate post-COD	-	87	11 (20 quarters)	4.2%

Table 1. Note: the LCOE for the scenarios 70/30 and 98/2 have been calculated using their respective Project IRR of 3.93% and 4.37%.

1 Specific financing assumptions

- Interest costs are aligned with the Dukovany case as described on the previous page: public financing assumes 0% interest pre-COD and a 30-year tenor post-ramp-up. Post-COD interest is 3.75, including a 1% premium.
- For RoE calculations, all free cash flows to equity are distributed (cash sweep).
- With public financing, a DSCR of 1 is assumed.

2 CfD calculations

- The average annual output is ~**25 million MWh**.
- In case a 70/30 D/E would be assumed, the average CfD is **EUR 6 MWh**.
- This would result in a CfD top-up of **EUR 150m** (in 2025 real terms) for 4 quarters.

Assuming interest cost pre-COD triggers the capitalisation of interest and increases the LCOE and potential need for a CfD

In case pre-COD interest cost are assumed, capitalised interest will be included in the project's total costs, increasing the LCOE due to interest and increasing the potential need for a CfD both in periods required and strike price

- Table 2 reflects the impact of including pre-COD interest cost of 3.75%, resulting in capitalised interest. Capitalising interest is required given that NPP does not generate cash to pay interest. Interest is accrued and capitalised as part of the total project's cost. By capitalising interest, the debt principal increases, leading to higher repayments and elevated interest costs throughout the project's lifetime.
 - As noted earlier, the blue-highlighted row marks Scenario I. With interest included, 60/40 D/E becomes the tipping point where a CfD is required due to increased debt servicing.
- LCOE is impacted due to two compounding effects:
 - Timing effect – Capitalised interest occurs earlier in the project timeline and is therefore discounted less, increasing the present value of costs.
 - Cost effect – Capitalisation increases the debt principal, resulting in higher interest payments over the project's lifetime, further raising total costs.
- The timing effect is visible in both tables. 60/40 in the first table, shows support upfront by 0% interest pre-COD, required less support later, i.e. no CfD. Following the second table, 60/40 with interest costs upfront, results in more support in a later stage, by a CfD. This is particularly relevant in structures with higher leverage.
- The cost effect is visible in the first table, how rising debt increases LCOE, by more interest payments over the lifetime, as no interest is paid pre-COD. However, LCOE is not directly tied to CfD need: e.g., a LCOE of EUR 83 MWh (table 1) requires CfD, while EUR 84 MWh (table 2) does not require a CfD. This reflects the difference in metrics, LCOE includes discounting and the CfD is based on cash flows. Interest payments and especially debt repayments, impact CfD more heavily than LCOE.

Sensitivity analysis - Capital structure - Public financing

EUR m	Capitalised interest	LCOE (EUR/MWh)	Average CfD (EUR/MWh)	RoE
0% interest pre-COD				
0/100 Debt/Equity	-	72	0 (0 quarters)	3.9%
30/70 Debt/Equity	-	76	0 (0 quarters)	4.1%
40/60 Debt/Equity	-	78	0 (0 quarters)	4.3%
50/50 Debt/Equity	-	79	0 (0 quarters)	4.4%
60/40 Debt/Equity	-	81	0 (0 quarters)	4.5%
70/30 Debt/Equity	-	83	6 (20 quarters)	4.9%
98/2 Debt/Equity	-	94	17 (60 quarters)	8.6%

Table 1

Sensitivity analysis - Capital structure - Public financing

EUR m	Capitalised interest	LCOE (EUR/MWh)	Average CfD (EUR/MWh)	RoE
1 3.75% interest pre-COD				
0/100 Debt/Equity	-	72	0 (0 quarters)	3.9%
30/70 Debt/Equity	1,755	79	0 (0 quarters)	4.0%
40/60 Debt/Equity	2,340	81	0 (0 quarters)	4.1%
50/50 Debt/Equity	2,925	84	0 (0 quarters)	4.1%
60/40 Debt/Equity	3,510	87	5 (20 quarters)	4.3%
70/30 Debt/Equity	4,094	91	9 (40 quarters)	4.6%
98/2 Debt/Equity	5,849	110	29 (60 quarters)	8.6%

Table 2

1 Considerations risk-free rate

- As mentioned on the page before the long term 30-year Dutch Government Bond is applied as basis for the interest cost on which a 1% premium is added. Given the volatility in risk-free rates, two effects are impacted by changes in the applied rate (and/or premium) i) Direct interest costs post-COD and ii) indirect cost in case pre-COD interest is assumed given the impact on total debt at COD due to capitalised interest;
- In case only post-COD interest is considered, as precedented in the Dukovany case, only the first effect is relevant.

Sensitivity analyses are conducted, indicating the impact of assumptions on Capex, Revenue, Opex and Financing (1/4)

Sensitivity on Capex, Revenue, Opex and Financing provide insights on the impact of assumptions of specific parameters

- The current Business Case is, as previously described, inherently uncertain given the current phase of the project. In order to reflect on potential changes in Business Case assumptions and financing structures multiple sensitivity analyses have been conducted. In the pages hereafter the following elements are assessed:
 - Capex: apart from changes in direct Capex estimates, specific inflation on Capex (construction inflation) and potential delays are included in the analyses;
 - Revenue: both the average energy price (in 2025 terms) assumed and indexation due to inflation are assessed;
 - Opex: fluctuations in Opex (in terms of EUR/MWh) are assessed;
 - Financing: assumptions on the tenor and interest rates of the debt are assessed.
- All sensitivity analyses are based on Scenario I (fully public financing) which is highlighted in light blue. The impact of the sensitivities conducted would present a similar or increased impact for Scenario II and Scenario III as private financing assumes higher costs interest rates.
- On this page, first the sensitivities on Capex are assumed.

Construction cost variations substantially impact the LCOE, required CfD and lower the Project IRR, highlighting the sensitivity to Capex levels

- In table 3 sensitivity analyses are shown on Scenario I by differing:
 - **Increased inflation:** The increase specifically relates to Capex inflation (pre-COD) and is increased from 2% to 4%, compared to Scenario I.
 - **Increased Capex estimate:** This sensitivity assumes an increase in Capex of EUR 10 billion in addition to the EUR 30 billion Capex in Scenario I. The increase in Capex is distributed pro-rata over the full period until COD.
 - **Delayed COD:** The COD (commissioning date) is delayed by 5 years in this sensitivity. When the COD is delayed, additional Capex is subject to inflation, increasing its nominal value. Moreover, any outstanding debt positions which are subject to interest costs pre-COD will increase due to capitalised interest.

Notes: (a) The CPI has been retrieved via: CBS and CAGR calculated as the CPI grew from 100 (prices in 2015) 126,09 (prices in 2023). Calculation: $((1,2609/1)^{(1/8))}-1$. (b) For construction prices the construction of newbuild housing index is applied. In this case, the CAGR is obtained by following a similar approach as for CPI but applying the higher index of 134,2.

Scenario I - Capex assumptions

EUR m, Development and construction inflation	Capitalised interest	LCOE (EUR/MWh)	Average CfD (EUR/MWh)	RoE
EUR 30b Capex and 2% inflation	-	81	0 (0 quarters)	4.5%
+ 2% Capex inflation (4% total)	-	90	7 (20 quarters)	3.9%
+ EUR 10b Capex cost overrun	-	110	20 (40 quarters)	3.0%
EUR 30b Capex and 2% inflation	-	81	0 (0 quarters)	4.5%
+ EUR 10b Capex cost overrun	-	98	8 (40 quarters)	3.5%
+ 5 year delay	-	103	9 (20 quarters)	3.5%
+ 2% Capex inflation (4% total)	-	117	15 (40 quarters)	3.0%
EUR 30b Capex and 2% inflation	-	81	0 (0 quarters)	4.5%
+ Pre-COD interest of 3.75%	3,510	87	5 (20 quarters)	4.3%
+ EUR 10b Capex cost overrun	4,688	105	19 (40 quarters)	3.4%
+ 5 year delay	10,766	118	17 (60 quarters)	3.2%
+ 2% Capex inflation (4% total)	12,634	134	24 (80 quarters)	2.8%

Table 3

- As shown in the various sensitivities estimated the calculated parameters are sensitive to direct increases in Capex assumptions. Considering a higher inflation (for example, because a difference exists between general or consumer prices inflation and specific construction inflation) would lead to an introduction of a CfD. The CPI (Consumer Price Index) in the period 2015-2023 grew on a CAGR of 2.9%^(a), whilst the inflation related to construction grew with a CAGR of 3.7%^(b).
- In order to analyse the impact in case interest costs of 3.75% are considered pre-COD, a specific sensitivity is included. This sensitivity is combined with all previously mentioned sensitivities (higher inflation, higher base Capex, delayed COD). Capitalised interest increases substantially as well as the LCOE, the required CfD (both length and height) and sharp decline in RoE.
- On the next page the sensitivity analyses with regards to revenues are elaborated on.

Sensitivity analyses are conducted, indicating the impact of assumptions on Capex, Revenue, Opex and Financing (2/4)

Assumptions on expected electricity prices have a large impact on the Business Case, reflected by the need for revenue support and resulting RoEs

- In the analysis of Scenario I, an electricity market price of EUR 75 MWh is assumed. This price is slightly below the European Energy Exchange (EEX) reference price of EUR 81 MWh as of August 20, 2025. Given the inherent volatility of electricity market prices, a sensitivity is carried out on different prices.
- In table 4 sensitivity analyses are shown on Scenario I by differing on the applicable inflation and electricity prices (in 2025 terms):
 - **Decreased inflation:** The decrease specifically relates to electricity price inflation and is decreased from 2% (in Scenario I) to respectively 1% and 0%;
 - **Electricity prices assumed:** Electricity prices (in 2025 terms) are increased to EUR 100 MWh and decreased to EUR 50 MWh in relation to the EUR 75 MWh assumed in Scenario I.
- As shown in the sensitivity analyses conducted there are big differences compared to Scenario I on the CfD required and the resulting RoE. Note that capitalised interest is not impacted given Scenario I, and in the abovementioned sensitivities, no interest cost pre-COD are assumed.
- In addition, the impact of these sensitivities on the LCOE is limited. The cost fundamentals of the Business Case remain unchanged (e.g. Capex, Opex and financing costs). The marginal differences are the result of the usages of the tax asset (tax loss carry forward).
- Any decrease in either inflation, or electricity prices assumed result in the need for a CfD. Moreover, both the height of the CfD as well as the period in which the CfD is applicable substantially fluctuate.
 - **In the sensitivity of 0% revenue inflation and EUR 75 MWh** market price, a CfD is required over almost the full operational period (60 years, 240 quarters) to cover debt service. In addition, the height of the CfD is substantial with EUR 26 MWh (e.g. average of EUR 670m per year in 2025 real terms). Due to the weakened Business Case, which requires substantial revenue support through a CfD, no dividends are available for equity providers. As a result, the RoE is insignificant and therefore considered 'non-meaningful'.

Scenario I - Revenue inflation and market price

EUR m	Capitalised interest	LCOE (EUR/MWh)	Average CfD (EUR/MWh)	RoE
2% inflation and EUR 75 MWh	-	81	0 (0 quarters)	4.5%
0% inflation and EUR 75 MWh	-	83	26 (232 quarters)	<i>n.m.</i>
1% inflation and EUR 75 MWh	-	82	10 (60 quarters)	1.1%
2% inflation and EUR 50 MWh	-	82	17 (80 quarters)	2.1%
2% inflation and EUR 100 MWh	-	80	0 (0 quarters)	7.1%

Table 4

Assumptions on expected electricity prices have a large impact on the Business Case, reflected by the need for revenue support and resulting RoEs (continued)

- **In the sensitivity with 1% revenue inflation and EUR 75 MWh** market price, a CfD is still required, although at a lower level and for a shorter duration. Despite this improvement, compared to the sensitivity above, the RoE remains significantly lower than in Scenario I, as dividends are both reduced and deferred.
- **In the sensitivity of 2% revenue inflation and EUR 100 MWh** market price, the RoE increases substantially from 4.5% to 7.1% as a result of higher cash flows available for dividends.

Sensitivity analyses are conducted, indicating the impact of assumptions on Capex, Revenue, Opex and Financing (3/4)

LCOE is only marginally affected by Opex, as these costs occur relatively late in the project timeline and are marginal compared to Capex

- The Opex assumption, of EUR 29 MWh (in 2025 prices) forms the basis for Scenario I. The Opex is indexed annually at 2%, in line with the revenue (market price) indexation. Although CfDs typically do not cover increases in Opex, a sensitivity table (table 5) illustrates the impact that increases in Opex have on the Business Case and required revenue support.
- Relative to Capex, Opex, are incurred later in the project lifecycle. Consequently, its impact on LCOE is relatively limited due to the stronger discounting effect applied to cash flows that occur in the future.
- **In the sensitivity with an increase in Opex of EUR 29 MWh to EUR 40 MWh**, the LCOE increases from 81 to 94, and a CfD is required for a period of 10 years. After this period, the Business Case is sufficient to sustain the higher Opex without additional revenue support.

Capital structure choices drive trade-offs between LCOE, CfD, and overall project economics

- Scenario I includes a 60/40 D/E capital structure, with 0% interest pre-COD, and 3.75% post-COD, with a repayment tenor of 30 years, which is aligned with the Dukovany case.
- **In the sensitivity of a 20-year debt repayment tenor (table 6)**, total interest costs are lower (impact on interest of ~EUR 4 billion, not shown), resulting in a lower LCOE. However, it also increases required debt servicing capacity in the years after COD, as the same nominal amount (from Scenario I) must be repaid in a shorter period.
- These higher debt service requirements lead to a requirement for CfD support in the first 5 years after COD, highlighting a trade-off between LCOE and CfD requirement when applying different tenors.

Scenario I - Operating expenses assumptions

	Capitalised interest	LCOE (EUR/MWh)	Average CfD (EUR/MWh)	RoE
EUR 25 MWh	-	77	0 (0 quarters)	5.0%
EUR 29 MWh	-	81	0 (0 quarters)	4.5%
EUR 35 MWh	-	88	6 (20 quarters)	3.7%
EUR 40 MWh	-	94	9 (40 quarters)	3.2%

Table 5

Scenario I - Capital structure assumptions

EUR m	LCOE (EUR/MWh)	Average CfD (EUR/MWh)	RoE
0% Pre and 30y tenor	81	0 (0 quarters)	4.5%
20y tenor	79	9 (20 quarters)	4.6%

Table 6

- In summary, shortening the government debt tenor from 30 to 20 years increases pressure on the project's debt servicing capacity. While the nominal debt amount remains unchanged, the accelerated repayment schedule necessitates CfD support in early years. However, faster repayment reduce total interest costs over the plant's lifetime, resulting in a lower LCOE
- In essence, more secure cash inflows to the Dutch State through accelerated or more debt repayments increase the need for revenue support

Sensitivity analyses are conducted, indicating the impact of assumptions on Capex, Revenue, Opex and Financing (4/4)

Minimal input and high availability make NPPs ideal for baseload, but reduced output quickly raises costs

- Nuclear energy requires minimal fuel input and can operate continuously, unlike weather dependent renewables. This enables steady electricity generation and allows Capex to be efficiently spread over a high output. Any reduction in generation immediately raises the cost per MWh, making downtime financially inefficient.
- The evolving electricity market may challenge the NPP's baseload role. With increasing renewable penetration and shifting demand patterns, the plant's function in the energy system, in 15 years from now, is not given.
- Scenario I assumes 90% availability and 100% load factor. Market uncertainties and growing renewable penetration may challenge these assumptions.
 - Availability reflects the time the plant is technically able to operate, the load factor captures actual output. Load-following implies the plant is deliberately run below full capacity despite being available.
- In table 7 a sensitivity has been carried out for load-following in the summer months (Q2 and Q3), decreasing energy output (load factor 50%), when availability from renewable energy is plenty and maintaining a load factor of 90% in Q4 and Q1.
- The market price is assumed to be EUR 75 MWh during Q1 and Q4. In Q2 and Q3, a capture price is applied, measured as a multiple over the base assumption on electricity of EUR 75 MWh. The NPP is assumed to produce electricity during hours with higher prices and shut down when prices are low (dispatching). While load adjustments are technically complex and economically inefficient, and typically only feasible over longer periods with advance planning, the sensitivity analyses is conducted for illustrative purposes.
 - Given the NPP's largely fixed cost base, a load following strategy, that captures higher prices, requires efficient operating performance.
 - In practice, reduced output could partially be offset by grid balancing fees, which compensates the NPP for adjusting supply to support system stability.
- This sensitivity does not assess the reasons for load-following, it focuses solely on the financial impact of reduced output.

Sensitivity analysis - Load following in Q2 and Q3 at 50% output

EUR m	LCOE	Average CfD	RoE
0% interest pre-COD	(EUR/MWh)	(EUR/MWh)	
No load following	81	0 (0 quarters)	4.5%
Assumed capture price factor 1.0x	106	14 (60 quarters)	2.9%
Assumed capture price factor 1.5x	105	8 (20 quarters)	4.0%
Assumed capture price factor 2.0x	104	0 (0 quarters)	5.1%
Assumed capture price factor 2.5x	104	0 (0 quarters)	6.3%

Table 7

Reduced output in Q2 and Q3 necessitates higher capture prices in those quarters which could be realised by effective dispatching

- Table 7 shows the assumed capture price factor during Q2 and Q3.
- The assumed availability factor remains unchanged, reducing realised generation (over the project's lifetime) from 90%, in Scenario I, to 67% in the load following sensitivity due to lower production in Q2 and Q3. The overall reduced output leads to an increase in LCOE (i.e. the total costs are spread over lower volumes, increasing the cost per volume).
- With an assumed capture price between 1.0x and 1.5x, a CfD is required to compensate for the reduced debt servicing ability of the NPP.
- To achieve the same RoE with reduced output as in Scenario I, a capture price in Q2 and Q3 must be at least between 1.5x – 1.75x.
- Note that doubling the capture price while operating at 50% load factor does not yield the same financial results as Scenario I, this is due to lower Opex, which is partly variable costs in the Financial Model.
- As previously mentioned, please note that this sensitivity analysis is highly indicative and for illustration purposes only.

Scenario II and III are defined by additional financing via Export Credit Agencies and Senior Debt providers

In addition to Scenario I, which considers a fully public financed project, additional scenarios are defined by including financing from Export Credit Agencies and senior Debt providers such as banks and pension funds

- Alternative financing provided by ECAs and Senior Debt providers (jointly referred to as private capital), such as traditional banks, pension funds, infrastructure funds, may alleviate the required investments for the Dutch State in the construction period. However, this comes at a cost:
 - Capitalised interest:** private capital requires interest remuneration on the loaned principal. In the construction period no cash is generated by the entity and interest is accrued and capitalised. This capitalised interest is added to the principal and adds to the total debt position outstanding at COD on which interest is owed;
 - LCOE:** interest cost are part of the LCOE, which will therefore increase. In addition, due to required CfD support the businesscase strengthens, resulting in a higher discount rate where the NPV = 0, and therefore increasing the LCOE.
 - Average CfD:** Debt service will increase and may result in additional revenue support required to cover the DSCR, which is higher than in a fully publicly financed project;
 - RoE:** RoE is influenced by contrasting dynamics. Private capital reduces the State's absolute debt and equity contributions, concentrating dividends over a smaller equity base, amplifying RoE. Conversely, higher debt servicing requirements (due to the higher cost of capital of private capita) reduces cash available to shareholders. When revenue support mechanisms, such as a CfD, secure debt payments, the overall impact on RoE is typically positive due to the reduced equity base.
- Refer to the right for an elaboration on the financial assumptions underlying the analyses. Scenario II considers ECA financing. Scenario III considers both ECA and Senior Debt financing. In addition, attracting SD only is included as intermediate step.
- As previously described it is important to provide insights on the total costs of private capital as well as cash outflows of the Dutch State to support attracting private capital (the CfD). On the page hereafter first, an overview is provided of the project's Sources and Uses, in which the cash flows from Scenario I, II and III are presented.

Scenario I (fully public financed)

EUR m	Capitalised interest	LCOE (EUR/MWh)	Average CfD (EUR/MWh)	RoE
Public financing only	-	81	0 (0 quarters)	4.5%
II + EUR 5,000m ECA (5%)	1,284	88	17 (40 quarters)	5.0%
+ EUR 5,000m SD (8%)	814	90	20 (40 quarters)	4.9%
III Combined	2,098	98	25 (60 quarters)	5.4%

Table 8. Note: the LCOE is calculated based on each scenario's own Project IRR. The Project IRR Public Financing only is 3.9%, of ECA only is 4.2%, SD only is 4.3% and Combined is 4.6%.

Financial assumptions underlying Scenario II and Scenario III:

- Commitment date:** ECA debt is assumed to be committed at FID, approximately 10 years before COD. Senior debt is assumed to be committed near the end of construction, approximately five years before COD.
- Commitment:** EUR 5 billion is assumed for both ECA and SD. These commitment values are based on recent transactions in the nuclear sector and previous reports. The figures assumed are indicative. More certainty on the reasonability of the values would require market consultation.
- DSCR:** For private capital a higher DSCR of 1.2x is assumed. Note that this DSCR considers all debt, including government debt.
- Interest rate:** approximate interest costs are assumed to reflect on anticipated differences in costs. For ECA 5% interest if assumed, for SD 8%.
- Tenor:** for both financing sources a tenor of 20 years is assumed, repaid on pari-passu basis. A grace period of 2 year after COD is considered to cover the ramp-up period after which repayments will start. However, interest is already charged to the NPP in the grace period.
- We refer to the Scoping document for a more detailed overview of the financing assumptions.

Attracting private capital lowers public financing, but increases total project costs and decreases cash flows to the Dutch State

Attracting private capital impacts the total sources and uses at COD due to, amongst others, the capitalisation of interest, the total project cost increase

- Table 9 presents the following elements for the three scenarios defined:
 - Financing at COD:** provides an overview of the total financing sources of the project. Note that capitalised interest is an important factor which increases the total project costs (the total financing of the project). Given interest cost of 0% pre-COD for government debt is assumed, no interest is accrued on this loan;
 - Cash flows to and from entity:** Cash flows to the Dutch State (overarching all government entities), consists of a cash outflow for the State, in the form of a CfD top-up payment to the project, and cash inflows for the State in the form of interest, repayments, taxes and dividends.
- In summary, the following conclusions can be drawn when assessing the financing at COD across the three scenarios:
 - In the cases where private capital is included (Scenario II and III), the absolute value of public financing (debt and equity) decreases as private capital provides additional funds of EUR 5 billion in Scenario II and EUR 10 billion in Scenario III.
 - The higher cost of private capital is visible in the total balance at COD, which due to the capitalised interest, ranges from EUR 39.1 billion in Scenario I (fully public) to EUR 42.6 billion in Scenario III (EUR 10 billion private capital).
 - Higher total balances at COD increase the debt that the Business Case must service. The Business Case (post COD), between the scenarios, are unchanged, which means the increase in debt service leads to the requirement for a CfD in Scenario II and III of respectively EUR 6.4 billion and EUR 14.9 billion over the project's lifetime.
 - The total (net) cash flow to the Dutch State (over the project's lifetime) decreases as private capital is introduced. This is mainly driven by the increase in CfD (outflow) and decrease in interest and repayments to the State (inflow). This is further explained on the next page.

Project Split - Financing at COD and cash flows after COD

EUR m	Scenario I	Scenario II	Scenario III
Financing at COD			
Equity	17,492	15,982	14,812
Debt	21,691	18,691	15,691
Public financing	39,183	34,673	30,503
ECA - Principal	-	5,000	5,000
ECA - Capitalised interest	-	1,284	1,284
SD - Principal	-	-	5,000
SD - Capitalised interest	-	-	814
Private financing	-	6,284	12,098
Total	39,183^(a)	40,957	42,602
Cash flows to and from entity			
CfD top-up	-	6,447	14,904
A Government	(14,131)	(12,177)	(10,222)
B ECA	-	(3,865)	(3,865)
SD	-	-	(5,721)
Interest	(14,131)	(16,042)	(19,808)
C Government	(21,691)	(18,691)	(15,691)
ECA	-	(6,284)	(6,284)
SD	-	-	(5,814)
Repayment	(21,691)	(24,975)	(27,789)
D Taxes	(32,467)	(33,287)	(34,268)
E Dividend	(108,750)	(109,183)	(110,079)
Ratios			
A:E Cash flow to the Dutch state	177,040	166,891	155,356
Average CfD (EUR/MWh)	-	17 (40 quarters)	25 (60 quarters)
LCOE (EUR/MWh)	81	88	98
RoE (%)	4.5%	5.0%	5.4%

Table 9

Note: (a) The difference between the EUR 39,1 billion at COD and the Capex estimate of EUR 30 billion is driven by three effects: (1) the figures in Table 9 are expressed in nominal terms, which leads to an increase in Capex due to inflation; (2) funding of working capital; (3) funding of the ramp-up period.

The introduction of private financing lowers the cash outflow pre-COD, but increases it post-COD (and overall) for the State

In a fully public scenario (scenario I), the net cash balance is positive

- Table 10 on the right shows the cash flows to the Dutch State over the first 40 years, split between the pre-COD phase and operations^(a). Capex and CfD top-ups are shown as negative cash flows (from the State to the NPP), while positive cash flows reflect returns to the State. Scenario I is presented in table 10, Scenario III in table 11.
- In Scenario I, no CfD top-up is required, as the NPP generates sufficient cash to meet all financial obligations. Dividends and taxes increase steadily as interest payments decline.
- During the operational period shown in table 10, the NPP generates EUR 49.2 billion in cash flow to the Dutch State. Given the pre-COD Capex of EUR 39.2 billion, financed by the State, the overall outcome is cash-positive for the State of approximately EUR 10 billion.

When ECAs and Senior Debt are introduced (Scenario III) the cash outflow for the State pre-COD decreases, but leads to a net negative cash balance

- The introduction of EUR 10 billion in private financing (ECA and SD) reduces the State's Capex contribution to EUR 30.5 billion. Despite the EUR 10 billion injection by ECAs and Senior Debt, State funding reduces by only EUR 8.7 billion due to higher equity needs during ramp-up to cover increased debt servicing.
- During operations, the inclusion of private financing (in Scenario III) leads to:
 - Higher cost of capital, as private financiers require a higher return than the Dutch State. Total interest payments increase from EUR 14.1 billion to EUR 19.8 billion (as shown on the previous page);
 - Higher debt service triggers a CfD top-up and private financing raises the DSCR from 1.0x to 1.2x. The CfD top-up is a cash outflow for the Dutch State, while also generating higher tax revenues and dividend payouts.
- Scenario III generates EUR 28.0 billion in cash flow to the Dutch State, during the operational period. Given the pre-COD Capex of EUR 30.5 billion, the overall outcome is cash-negative for the State of approximately EUR 2.5 billion.
- Table 12 shows that Scenario III lowers early Capex financing by EUR 8.7 billion but decreases the cash flows to the State during operations with EUR 21.2 billion. Highlighting a timing trade-off of net EUR 12.5 billion.

Scenario I - Cash flow to the Dutch State

EUR m	Pre-COD	2039 - 2045	2046 - 2050	2051 - 2055	2056 - 2060	2061 - 2065	Total
Capex contribution	(39,183)						
CfD top-up		-	-	-	-	-	-
Dividend		449	1,830	3,382	4,724	6,243	16,628
Interest		3,799	3,111	2,424	1,737	1,048	12,119
Debt		3,615	3,615	3,615	3,615	3,615	18,076
Taxes		38	192	396	685	1,047	2,358
Total pre-COD	(39,183)						
Total post-COD		7,901	8,748	9,817	10,761	11,954	49,180
Total cash flow to the Dutch State							9,997

Table 10

Scenario III - Cash flow to the Dutch State

EUR m	Pre-COD	2039 - 2045	2046 - 2050	2051 - 2055	2056 - 2060	2061 - 2065	Total
Capex contribution	(30,503)						
CfD top-up		(8,907)	(4,919)	(1,078)	-	-	(14,904)
Dividend		1,335	2,831	1,706	2,797	6,924	15,593
Interest		3,943	2,251	1,753	1,256	758	9,962
Debt		2,615	2,615	2,615	2,615	2,615	13,076
Taxes		712	551	389	648	1,964	4,263
Total pre-COD	(30,503)						
Total post-COD		(303)	3,328	5,385	7,317	12,262	27,989
Total cash flow to the Dutch State							(2,514)

Table 11

Total cash flow to the Dutch State

EUR m	Pre-COD	2039 - 2045	2046 - 2050	2051 - 2055	2056 - 2060	2061 - 2065	Total
Scenario I	(39,183)	7,901	8,748	9,817	10,761	11,954	9,997
Scenario III	(30,503)	(303)	3,328	5,385	7,317	12,262	(2,514)
Delta cash flow per period to the Dutch State	8,680	(8,203)	(5,420)	(4,432)	(3,444)	307	(12,511)

Table 12

Note: (a) The operational phase extends until the year 2099, but we have limited this analysis (for clarity purposes) to the mentioned period.

Main considerations resulting from the financial assessment indicate complex relationships between parameters

Below, a summary is provided, describing the various considerations resulting from the financial analyses on the three defined scenarios

- Mainly considerations on the assessment of attracting private capital and Scenario I, II and III. However, specific insights on the Business Case were elaborated on:
 - Data population of the Financial Model is currently based on desk research and inherently uncertain. Additional information, for example site location, technology chosen, construction partners and supply chains and operational details provided by the Delivery workstream, is required to refine and strengthen the Business Case and corresponding financial assessment, and can have an impact on the financial structure and GSP;
 - The current Business Case is cash flow positive and returns a Project IRR of 3.9% but is heavily dependant on factors such as i) Capex estimates and construction timelines ii) inflation assumptions and iii) operational assumptions.
- Based on the project's assumed fundamentals, Scenario I (i.e. full public financing) is defined by assessing various debt and equity capital structures. The following important considerations are determined:
 - Zero interest cost assumed pre-COD has a substantial impact on the maximum debt allocation, given that capitalised interest, and thus total debt at COD, is minimised;
 - Risk-free rate is an important factor representing cost of borrowing money. As shown on page 76, the risk-free rate may differ substantial over time, impacting the potential debt to equity ratio for the Dutch State;
 - Increasing the total debt financing part may require revenue support to the NPP to cover debt service. In case only public financing is considered, this results in cash circulation between the Dutch State (and the various government bodies) and the NPP SOE;
 - Maximising the capital structure to a point where a CfD is not required (at a DSCR of 1), may limit the State in case of a cost overrun. Any additional debt would trigger the inclusion of a CfD with a strike price above the assumed energy price of EUR 75 MWh. A buffer (by not maximising public debt financing) could be considered to avoid this.

- By assessing Scenario II and III which reflect partial private financing, and comparing the results to Scenario I, the following considerations are determined:
 - The amount of initial public financing required is lowered as private financing is attracted, but higher overall support via revenue top-ups (CfD);
 - Public financing required for construction is lowered as private financing is attracted. However, the impact is partially mitigated by capitalised interest as no cash generation is realised before COD and then more than offset by the revenue support in the form of top up CfD payments to that private capital;
 - The LCOE includes interest and will increase directly when private capital, with (higher) interest, is attracted.
 - Shorter tenors lower total interest paid, but increase yearly repayments, increasing the potential need for revenue support to cover debt service.

Conclusion

- The Scenario Analysis highlights the sensitivity of the Business Case to the assumptions. As a result, deviations from the assumed assumptions may lead to substantial different outcomes, such as required financing, and required GSP. However, this does not affect the preferred GSP chosen from the offset.
- The main consideration to the Dutch State is the preferred timing and balance between financing (pre-COD) and support (post-COD) provided. In case:
 - the Dutch State does not attract, or limits, private capital this would require higher investments in the short term, but lower revenue support after COD.
 - the Dutch State attracts private capital to lower the financing need from public sources. However, after COD revenue support by the Dutch State is most likely higher, with a CfD strike price above the assumed market electricity prices.
 - Additional requirements that are likely for private finance include bigger equity funding contingency funding and completion guarantees that are not costed in the analysis but would increase the burden to the State
- Given these considerations the DMF provides an important basis to weigh the financial outcomes, versus scenarios chosen. The emphasis on affordability in the DMF underlines a substantial GSP throughout the financing structure. In the section hereafter 'the financial analyses conducted are included in the overall view on a preferred GSP.



Chapter

Management Summary

Introduction

Precedent NPP models used in Europe

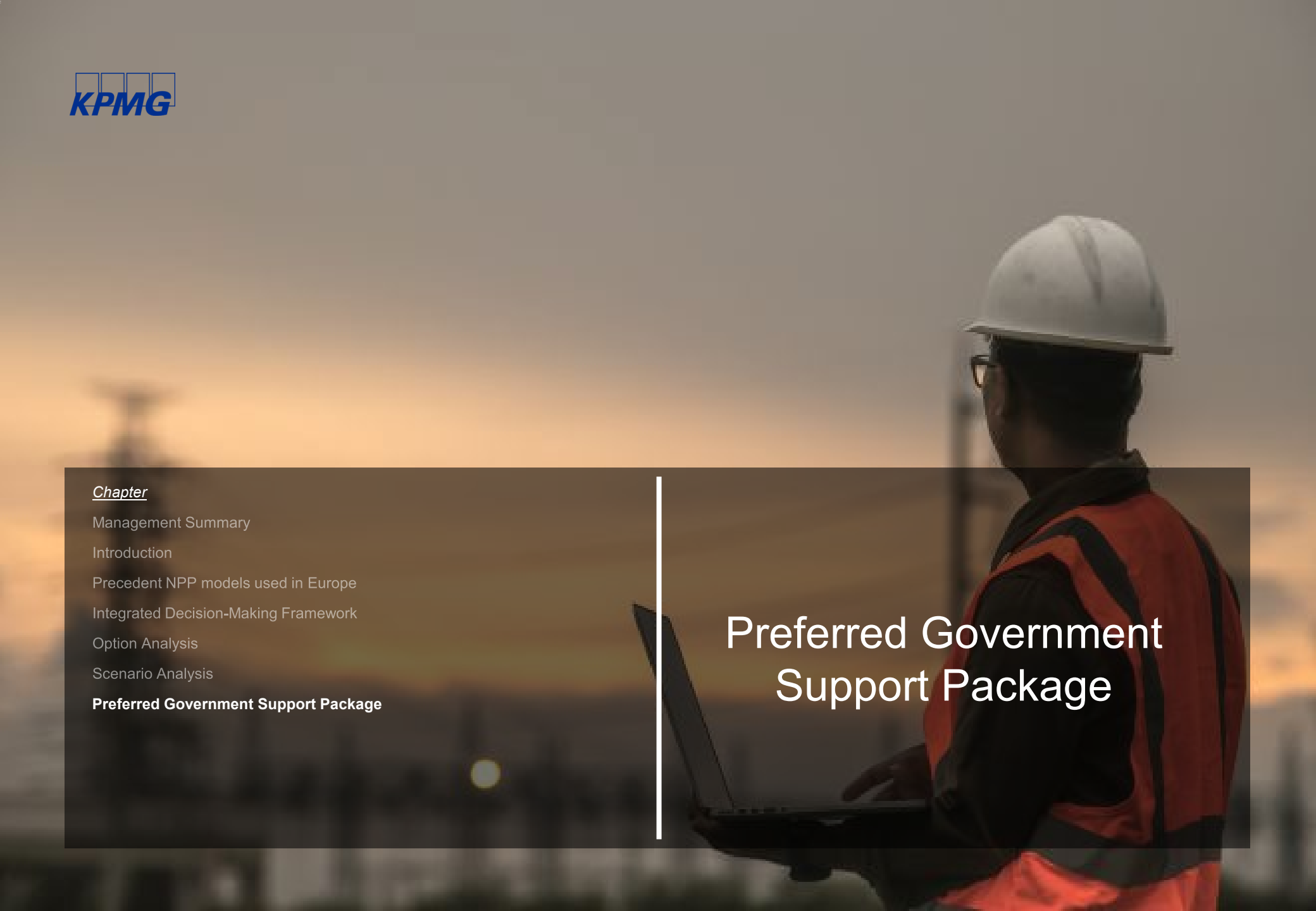
Integrated Decision-Making Framework

Option Analysis

Scenario Analysis

Preferred Government Support Package

Preferred Government Support Package

The background of the slide is a photograph of a construction worker in profile, facing right. The worker is wearing a white hard hat, safety glasses, and a high-visibility orange safety vest over a dark long-sleeved shirt. They are holding a laptop computer. The background is a blurred industrial or construction site at dusk or dawn, with warm orange and yellow light from the sky.

Introduction to the Government Support Package for the development of Nuclear Power Plants

Introduction to the Government Support Package

- This management summary provides a brief overview of the procedures performed, findings and recommendations with regards to the determination of a preferred Government Support Package (“GSP”). The management summary follows the structure as described below.
- **Context of this Report:** KGG, supported by KPMG and Etara, developed a GSP to enable the Dutch nuclear new-build programme. This follows extensive feasibility studies, market consultations, and the decision of KGG to establish NEO NL, the State-Owned Enterprise (“SOE”) tasked with the project delivery.
- **Decision-Making Framework:** To assess various project models, this Report provides a structured Decision-Making Framework (“DMF”) which enables the assessment of financing- and revenue models across five criteria: Affordability, Feasibility, Impact on State balance, State control, and Risk-sharing. These criteria are supported by two additional prerequisites: EC Approval and market trust.
- **Option analysis:** This Report includes insights from the different financing models, such as private- and publicly financed variants, to the different revenue models, such as RAB, CfD and PPAs by assessing these options along the axis of the DMF criteria.
- **Lessons from EU precedents:** The Report includes insights from EU State aid assessments of similar nuclear projects. These projects underline the importance of proportionality of the aid and minimising market distortion to the EC.
- **Scenario Analysis:** Three scenarios were analysed: (I) fully public; (II) Public + ECA; and (III) Public + ECA + Private (Senior Debt). Additionally, sensitivity analysis underline how sensitive the financial outcomes (such as LCOE and need for revenue support) are to changes in the Business Case assumptions.
- **GSP measures considered:** Three key measures were evaluated: (I) State financing; (II) Revenue support via a CfD; and (III) State guarantees.
- **Recommendation:** Based on the overall assessment, we recommend initiating the project with fully public financing including a CfD, ensuring affordability and continuity. The financing structure should be structured in such a way that the project structure remains flexible for future private capital inclusion.

Context of
this Report



Option
Analysis



..... Decision-Making
Framework



..... Lessons from
EU precedents



Scenario
Analysis



..... GSP Measures
and Recommendation

The unique risks related to Nuclear power development require a well-defined Government Support Package

Considerations for a GSP in Nuclear Power development

- State involvement is essential during the development and construction phases of nuclear power plants. Recent nuclear power initiatives across Europe, such as PAKS II (Hungary), Dukovany 5 (Czech Republic), Lubiato-Kopalino (Poland), and Hinkley Point C and Sizewell C (United Kingdom), highlight the critical role of early-stage State support in ensuring project viability and progress.
- A range of unique risk factors, in the early-stage of such projects, deter private investments. These risks include:
 - **Political and regulatory risks**, such as changes in political landscape, laws and regulation pose a considerable risk that may affect the feasibility or profitability of the project. These risks are magnified by the project's long timelines.
 - **Long-term revenue uncertainty**, as nuclear energy projects are inherently uncertain due to their extended operational timelines. This uncertainty is compounded by the volatility of energy market prices over time. Together, these factors can reduce investor confidence and complicate robust forecasting.
 - **Technology risks**, while the technology has been proven in other locations, the project carries implementation risks because no similar project has been built in the Netherlands for some time. This "*First in a while*" status increases the risk of capital expenditure uncertainties and potential cost overruns compared to fully established technologies.
 - **Capital intensity, financial concentration risks and complexity**, as the project requires substantial upfront capital with a high construction risk given its complexity. This further enhances the risks for private parties and leads to concentration risks on the financiers' balance sheets. Mitigation of this risk requires a consortium of multiple private parties, which increases the complexity of the financial structure of the project.
- Due to the project's risk profile, private financing during the initial phase is both scarce and expensive. The GSP is designed to address these challenges through a coordinated set of measures.

KGG, supported by KPMG and Etara, set out to define a preferred funding structure and GSP

- KGG is currently advancing the preparatory phase of the Dutch nuclear new-build programme. In recent years, key milestones have been reached, including the completion of technical feasibility studies, comprehensive market consultations, and the planning for the (future) establishment of Nucleaire Energie Organisatie Nederland (NEO NL), a SOE, which will be tasked with overseeing the technology selection, construction, operation, and the decommissioning of the plants.
- In recent months, KGG, supported by KPMG, Etara, and other stakeholders, has focused on developing a comprehensive GSP to define the State's role in advancing the nuclear new-build program. These efforts have shaped the initial contours of the GSP, which will be further refined in the coming months through stakeholder dialogue, including with the European Commission for State aid approval, and aligned with the governance and delivery model.
- As outlined in the chapter "Nuclear Power Plant Project Models" and the precedent cases reviewed, there are numerous possible combinations of financing, revenue, and delivery models. Each configuration of options presents its own advantages, disadvantages, and specific requirements regarding the necessary GSP.
- Additionally, some project models are inherently connected to a GSP measure. For example, the financing of the NPP via State debt at low interest rates, may be both a financing model (if owner is State) as well as a GSP measure.
- KGG-supported by KPMG, Etara, and other relevant stakeholders initiated the development of a preferred project model for the financing structure of the NPP, along with a preferred GSP package to support it.
- This initiative was facilitated through a series of workshops, where the involved parties engaged in in-depth discussions on the available options, their trade-offs, and State aid compatibility. To guide the evaluation of trade-offs between different project models, a DMF was established, focusing on key parameters (see subsection: "*Integrated Decision-Making framework*").
- Additionally, a Financial Model was developed to provide quantitative insights into the business case ("Business Case") across various scenarios, including the corresponding GSP requirements.

The various different financing- and revenue models have been assessed based on the Decision-Making Framework

The following criteria of the Decision-Making Framework guide the assessment of the different project models

Integrated Decision-Making Framework	
Criteria	Description
Impact on debt and balance	The impact on debt and balance of the State during the construction and operational phases. This includes the efficiency that both the financing- and revenue model have on supporting the necessary investment- and operations phase, respectively.
Affordability	Affordability relates to the absolute costs of the project. This is measured based on the Levelized Cost of Energy ("LCOE").
Feasibility	The feasibility and timeliness of the financing, with emphasis on the various factors determining whether the financing can be realised within a reasonable timeframe. Feasibility also covers the scalability of the project model and GSP to support additional NPPs that are foreseen after the first two reactors.
State control	The level of flexibility in which the State can control decision making in the delivery entity and act on changes in political preferences. This involves identifying the relevant stakeholders, such as ministries, private investors, and operational companies, and concerns the distribution of ownership rights and the authority to make decisions.
Risk sharing between State, investors and vendors	The financial risks can be allocated among the State, (private) investors, and the vendor. This mainly concerns the construction- and revenue risks, and the potential deviations from the expected budget series for the State, and how these can be minimised to the greatest extent possible.
Prerequisite^(a)	EC approval and Market Trust

Note: (a) Additionally, the DMF consists of two prerequisites: (1) EC Approval; and (2) Market Trust. Prerequisites refers to conditions or requirements that must be fulfilled. These are non-negotiable and do not lead to choices between the various project- and GSP options

The various project models (revenue- and financing model options) were assessed along the axis of the DMF

- The DMF consists of five criteria and two prerequisites.
 - The criteria are defined as the principles by which the various NPP project- and GSP options can be evaluated. They are used to measure, compare, and determine the suitability of the options to the State's preference.
 - The prerequisites, on the other hand, are conditions or requirements that must be fulfilled. These are non-negotiable and do not lead to choices between the various project- and GSP options, other than determining whether a package is acceptable or not.

The assessment of financing models has led to the exclusion of certain options, while requiring further analysis of others along the axis of the DMF

- KPMG assessed the following financing models: State-, ECA-, Private- Vendor-, and Owner-led financing (see subsection: '*Financing Models*').
- Owner-led financing (by a large energy producing company) is unlikely within the Dutch context, whilst Vendor financing has become less feasible as vendor capital is limited.
- Further assessment between State-, ECA- and Private financing requires an assessment along the axis of the DMF, as further explained on the next page.

The revenue models were evaluated using the DMF framework, resulting in the selection of a preferred model based on the assessed criteria

- KPMG assessed the following revenue models: Regulated Asset Base ("RAB", Power Purchase Agreements ("PPA") and Contract for Differences ("CfD") (see subsection: '*Revenue Models*').
- Models such as the Mankala have been considered not applicable in the Dutch context and unviable due to lack of an offtakers market. As a result, this model has not been assessed.
- The remaining models, such as RAB, CfD and PPA have been further assessed along the axis of the DMF on the next pages.

Affordability is the key parameter differentiating between public and private financing

Decision-Making Framework

- For the financing model of the project, both private- and public financing were evaluated (see subsection: financing models) along the axis of the DMF. The table on the right refers to both private- and ECA financing as private financing due to their similarity, highlighting where ECA-financing may differ explicitly.
- Among the DMF criteria, affordability has proven the most decisive.
 - Impact on Debt and balance:** The budgetary impact of private financing depends on the structuring of guarantees and instruments. As we expect limited risk transfer to private capital providers (due to the State guarantees), we expect that the respective State guarantees may qualify as EMU debt-relevant^(a). The exact impact that attracting private capital has on the State's budget requires further assessment and does not yet serve as a clear differentiator.
 - Affordability (LCOE):** This is the **most differentiating parameter**. Differences in cost of capital between public and private capital, due to lower interest rates and return requirements for State debt and equity respectively, consistently results in a lower LCOE. In addition, KGG noted that affordability is an important criterion in the assessment.
 - Feasibility:** This criterion helped eliminate impractical options, such as full private financing from the outset. Other scenarios (introduced in the following pages) have been developed ranging from full State variants to variants where State-, ECA- and private financing are combined. These combinations are considered feasible, provided a market accepted GSP is in place.
 - State Control:** In all viable scenarios, the State retains full or majority ownership of the project entity prior to COD, ensuring strategic control. Therefore, this parameter does not distinguish between financing options.
 - Risk sharing:** While risk allocation is a key consideration, in practice, private capital, especially in early phases, requires extensive State guarantees. As a result, the level of risk transferred to private financial parties (via the financing model) is most likely minimal, making this parameter non-differentiating across scenarios. Risk-sharing may be achieved via the delivery model.

Note: (a) The EMU impact of equity injections, loans, and guarantees depends on how they're structured, specifically, whether they qualify as financial transactions and the likelihood of repayment or guarantee activation.

Assessment of private- and public financing via DMF		
Criteria	Private financing	Public financing
Impact on debt and balance	Private capital may reduce EMU balance impact if sufficient risk is transferred, but required State guarantees likely mean that the impact may be limited. Requires further assessment.	Public financing may impact EMU balance and debt depending on whether equity or debt instruments are used. Debt financing may have lower EMU balance impact than equity injections. Requires further assessment
Affordability	Higher cost due to higher interest rates and required returns. Long construction phase amplifies cost through capitalised interest. ECA financing is cheaper than private, but more costly than public.	Lower financing costs due to government's creditworthiness.
Feasibility	Private financing (at sufficient volume) from the start is unrealistic due to high risk, potentially achieved by extensive State guarantees. At a later stage private funding may be available. ECA-financing is available at an earlier stage (early construction) than private.	Public financing is fully feasible across all assessed scenarios.
State Control	State remains majority/full owner in all realistic scenarios, even with private capital involvement.	State remains majority/full owner in all realistic scenarios, even with private capital involvement.
Risk sharing	Private capital requires extensive State guarantees, especially during development and construction.	State bears most risks during early phases. Risk sharing possible via delivery model.

Feasibility is the key parameter differentiating between the revenue models

Decision-Making Framework

- For the revenue model of the project, RAB, CfD and PPAs were evaluated (see subsection: Revenue Models) along the axis of the DMF.
- Among the DMF criteria, feasibility has proven the most decisive.
 - Impact on Debt and balance:** The RAB model offers revenue during the construction phase, reducing reliance on State financing and the amount of capitalised interest prior to operations. The CfD and PPA do not generate revenue during construction, increasing budgetary exposure.
 - Affordability (LCOE):** The RAB model positively impacts LCOE by limiting capitalised interest. CfD and PPA reduce financing costs indirectly through revenue certainty in the operational phase.
 - Feasibility:** This is the **most decisive and differentiating parameter**.
 - The RAB model is deemed unfeasible in the short timeframe envisaged by the State due to the regulatory setup required in the context of nuclear.
 - The implementation challenges for a CfD are fewer as similar frameworks have been implemented in similar cases throughout Europe. A CfD construct can be permissive and scaled for any volumes of power contracted under long term PPAs (if closed in the future). Accordingly, the CfD is deemed the preferred option.
 - Nuclear base load is well suited for long term PPA arrangements. Given the 10 year + development and construction period however, demand for PPA is typically at a moment close to COD, given more certainty in market prices.
 - State Control:** not applicable across all models, as no substantial differentiation has been identified between the three revenue models.
 - Risk sharing:** RAB shares risk with consumers but may reduce cost control incentives (moral hazard, see subsection: 'Option Analysis').
- The assessment of the revenue models along the DMF has led to the preference for a CfD model, which is well aligned with Dutch- and EU policies. Furthermore, it effectively stabilises operational revenues and reduces investment risk.

Note (1) In this example the costs for consumers are not classified as tax. KPMG did not further assess this assumption.

Assessment of the revenue models via DMF			
Criteria	RAB	CfD	PPA
Impact on debt and balance	Limited (if not treated as tax) as it primarily relies on funding via consumers ¹ . The revenues during construction reduce the need for State-backed financing	Likely to have an impact on the State's budget but depends on market- and strike price. No revenue available during construction.	Depends on the structure (commercial vs. a government PPA). No revenue available during construction.
Affordability	Limits capitalised interest (and thus capital costs). Positive impact on LCOE	Does not directly affect LCOE. Indirect impact by reducing revenue risk for capital providers.	Does not directly affect LCOE. Indirect impact by reducing market risk for capital providers.
Feasibility	No nuclear precedent in NL or EU. Requires complex and time-consuming regulatory setup.	Preferred method by the EC and fewer legal/regulatory changes needed. It can be implemented without full framework before construction	Requires large, creditworthy offtakers. Less regulatory burden than RAB, but more complex than CfD due to the number of PPAs.
State Control	Not Applicable	Not Applicable	Not Applicable
Risk sharing	Risk sharing occurs with consumers which partially bear cost overruns	Risk during construction lies with investors. CfD support during operations.	Depends on contract structure

State aid considerations: Lessons from other European nuclear projects

The GSP measures are subject to the European Commission's (EC) State aid assessment, for which past nuclear power plant cases provide lessons learned

- The GSP measures must adhere to the EC's State Aid rules under Article 107(3)(c) TFEU. Accordingly, the GSP requires structuring in line with these articles. Previous cases, like Dukovany, Sizewell C, Hinkley Point C, Paks II, and Lubiatowo-Kopalino, provide lessons learned across the four key criteria: objective of common interest, necessity and market failure, proportionality, and minimising market distortion.
- The first two criteria of Article 107(3)(c) are typically well established and accepted by the Commission. However, the case studies show that the EC places particular emphasis on the evidence supporting the **proportionality of the aid** and the steps taken to **minimise market and competition distortions**.

1. Objective of common interest

Nuclear projects are recognised as contributing to EU goals like energy security, decarbonisation, and diversification, aligning with strategies such as REPowerEU.

2. Necessity and market failure

The EC acknowledges that nuclear projects face unique financing barriers, high capital needs, long timelines, and regulatory risks, justifying State support through mechanisms like CfDs, debt and equity injections, and guarantees. Precedents usefully show the ability of different and tailored approaches to mitigate the same market failures.

3. Proportionality of the aid

The Commission ensures that aid is limited to the extent necessary to close the funding gap and avoids overcompensation of beneficiaries but does take into account in its balancing assessment positive externalities. The EC uses financial modelling analysis to assess scenarios and may require support modifications as part of its approval conditions:

- Hinkley Point C: Extended profit-sharing and increased guarantee fees.
- Dukovany: Shortened CfD duration and clawback provisions.
- Paks II: Full State financing with profit-return conditions.
- Lubiatowo-Kopalino (no decision yet): EC raised concerns over (potential) excessive aid and broad guarantees.

The GSP measures are subject to the European Commission's (EC) State aid assessment, for which past nuclear power plant cases provide lessons learned (continued)

4. Minimising market distortion

The EC requires legal and operational separation from incumbents, transparent trading strategies, and non-discriminatory auctions to prevent market manipulation and protect competition:

Lessons from EU State aid assessments for Nuclear Power projects (continued)

- Hinkley Point C: Trading transparency and separate accounting.
- Dukovany: Independent governance and mandated market sales.
- Paks II: Structural separation and regulated trading volumes.
- Building on these insights, a number of key lessons emerge from the EC's scrutiny of recent State aid cases, particularly around proportionality and market distortion.
 - First, the EC places strong emphasis on avoiding overcompensation, especially where private equity or private financing is involved. Mechanisms such as clawbacks, capped returns, and equity gain-sharing are essential to ensure that public support does not result in non-market standard, returns.
 - Second, the trading strategy of the nuclear power plant must be designed to support market transparency and liquidity, while avoiding the displacement of renewable energy generation. This is typically achieved through commitments to sell a significant share of output on organised markets and through non-discriminatory auctions.
 - Moreover, there is an increasing focus of the EC on the implications of private PPAs on CfD support mechanisms.
 - Finally, the EC is attentive to the market structure implications of aid. Legal and operational separation from incumbent utilities, independent governance, and restrictions on reinvestment or expansion without further approval are all critical to mitigating risks of market concentration and manipulation. These lessons underscore the importance of designing aid schemes that are not only financially justified but also structurally aligned with broader market integrity and decarbonisation objectives.

Three identified scenarios are assessed through financial analysis

Scenario analysis

- To assess the Business Case and potential financing scenarios, KPMG has assessed three main scenarios (please refer to the 'Scenario analysis'):
- **Scenario I (Full public Scenario)**, considers full public financing until commissioning. A financing structure is pursued which 1) maximises debt 2) keeps the Strike Price of the CfD as low as possible 3) secures the continuity of the SOE. Given these criteria an optimal financing structure of 60/40 D/E is proposed. Government debt includes 0% interest pre-COD and 3.75% post-COD;
- **Scenario II (ECA Scenario)**, attracts private capital from ECAs in the form of multiple loans for a total of EUR 5 billion committed at FID at 5% cost;
- **Scenario III (ECA + Senior debt Scenario)**, attracts capital from both ECA as well as private financiers (defined as senior debt). Apart from the assumptions in Scenario II for ECA, senior debt is assumed to commit EUR 5 billion of capital five years prior to COD at 8% cost, with any State guarantees potentially required to mobilise that capital are assumed to be zero additional cost.
- All three scenarios have the following assumptions in common:
 - Capex in real terms of EUR 30 billion considering a 1650 MW NPP (Based on the upper band of KGG's letter to Parliament)¹.
 - Straight line market price of EUR 75 MWh (in 2025 terms).
 - Availability of 90% and load factor of 100% (resulting in 90% realised output).
 - Indexation of revenue (market price) and Opex of 2%.
 - A CfD is required for each Scenario (could be valued at zero). The CfD is based on total cash needs over each 5-year calibration period, setting a strike price based on the free cash flows required for debt servicing.
 - No target equity return is assumed.

Important limitations to the scenario analyses

- The current Business Case is based on public information assessed by KPMG. There has been no assessment in collaboration with the delivery model / workstream of KGG. KPMG has drafted a Scoping document ('20250904 - Project Split - Scoping document') in which the various parameters, assumptions and sources have been described.
- The fundamentals of the Business Case, such as capital expenditures, technical (site location, technology), operational (availability, load following) and market (electricity prices, inflation), are highly uncertain.
- Given the inherent uncertainties in the Business Case and assumptions on financing (such as commitment value, tenor and interest rates), potential equity stakes by private parties or other refinancing options have not been assessed.
- Changes in assumptions (for example, increases in Capex due to new information) impacts perceived risk, estimated cash flows and therefore capital structure and potential support mechanisms. The current estimates should be considered indicative, focusing on the impact of various assumptions, and are suited for the assessment as described. Results may differ substantially from the projections and assumptions.

Source: (1) Letter to Parliament with reference KGG 97879255 dated 16th May 2025: Voortgangsbrieff nieuwbouw kernenergie mei 2025 - This in no way reflects any preferences between the two vendors and is solely for the purpose of this document and the financial analysis which are done to allow assessment of the GSP.

Further financial analysis underlines the sensitivity of LCOE and CfD support to changes in Business Case assumptions

Insights from the financial assessment

- The top right table reflects on the sensitivities of LCOE and CfD support within Scenario I (fully public) with regards to changes in capital structure and Capex. Additionally, the table reflects the differences between capitalised interest, LCOE and CfD support for the three different scenarios (I, II and III).
- Cash circulation:** Changes in capital structure (more debt) lead to an increase in the debt service requirement, and consequently the CfD support required (height of CfD Strike price), as shown in point **1** on the right. An increase in the capital structure (such as towards 98/2) requires revenue support (in the form of a CfD top-up payment). This cash circulation (CfD payments from State to the SOE) in return for higher debt repayments (from SOE to State) may be undesirable from effective usage of public funds.
- General sensitivity:** The Business Case is sensitive to changes in key inputs, such as Capex estimates, and/or extensions in expected construction periods. This is presented in point **2** on the table on the right, which illustrates that in a fully public scenario (Scenario I) a 5-year delay of COD, including a EUR 10 billion Capex overrun, increases the LCOE from EUR 81 MWh to EUR 103 MWh.
- Accrued interest:** Interest during construction is required to be accrued due to no (or a lack of) incoming cash flows, increasing total debt balance and future interest payments. In Scenario III (with ECA and SD), presented in point **3** on the right, this results in a EUR 2.1 billion increase in total debt at COD (compared to Scenario I).
- Timing of the support provided:** Less State support in the pre-operational phase of the project, leads to a higher required support during operations as presented when comparing Scenario I (fully public) to Scenario III (Public + ECA + SD) in point **4** in the table on the right. This trade-off is illustrated in the table as a lower amount of state financing (pre-COD) in Scenario III (EUR 8.7 billion lower pre-COD) will lower the (net) cash-inflow post-COD with EUR 21.2 billion.
- In summary, higher interest rates pre-COD (lower State support) leads to higher CfD payments post-COD (higher State support) with the latter post-COD support having to also bear the cost of compounding interest.

Sensitivity analyses				
EUR m and 0% interest pre-COD	Capitalised interest	LCOE (EUR/MWh)	Average CfD (EUR/MWh)	RoE
Scenario I (60/40 Debt/Equity)	-	81	0 (0 quarters)	4.5%
70/30 Debt/Equity	-	83	6 (20 quarters)	4.9%
98/2 Debt/Equity	-	94	17 (60 quarters)	8.6%
Scenario I (EUR 30b real Capex, 2% inflation)	-	81	0 (0 quarters)	4.5%
EUR 10b Capex cost overrun	-	98	8 (40 quarters)	3.5%
+ 5 year delay	-	103	9 (20 quarters)	3.5%
Scenario I (Public financing only)	-	81	0 (0 quarters)	4.5%
Scenario II (Public financing + EUR 5,000m ECA (5%))	1,284	88	17 (40 quarters)	5.0%
Scenario I + EUR 5,000m SD (8%)	814	90	20 (40 quarters)	4.9%
Scenario III (Public + ECA + SD)	2,098	98	25 (60 quarters)	5.4%

Cash flow to the Dutch State						
EUR m	Pre-COD	2039 - 2045	2046 - 2050	2051 - 2055	2056 - 2060	2061 - 2065
Scenario I - Public financing only						
Cash out flow	(39,183)					
Cash in flow		7,901	8,748	9,817	10,761	11,954
Total per period	(39,183)	7,901	8,748	9,817	10,761	11,954
Total cash flow to the Dutch State						
						9,997
Scenario III - Public + ECA + SD						
Cash out flow	(30,503)	(8,907)	(4,919)	(1,078)	-	-
Cash in flow		8,605	8,247	6,463	7,317	12,262
Total per period	(30,503)	(303)	3,328	5,385	7,317	12,262
Total cash flow to the Dutch State						
						(2,514)
Delta cash flow pre-COD	8,680					
Delta cash flow post-COD		(8,203)	(5,420)	(4,432)	(3,444)	307
Sum delta pre-COD	8,680					
Sum delta post-COD	(21,191)					
Net timing effect	(12,511)					

In both a public and private financing scenario, the project will require a combination of measures 1, 2 and 3 (1/2)

Measure 1: State financing ensures policy goals of low cost

- Public financing, via equity and/or debt, ensures lower costs (compared to private financing).
- The scenario analyses highlight the sensitivity of LCOE and Project IRR to the cost of capital. In Scenario III, the addition of ECA and senior debt financing increases the LCOE from EUR 81 MWh to EUR 98 MWh. Public funding offers a cost-effective solution.
- Sensitivity analysis of the construction costs shows that the LCOE can increase substantially in case of construction delays combined with higher Capex. For example, a scenario involving a 5-year construction delay, EUR 10 billion in additional costs, and 2% higher Capex inflation results in an EUR 134 MWh LCOE¹.
- On the other hand, it has been argued that the inclusion of private financiers may add to the scrutiny on the project by conducting due diligence and stringent project governance and therefore limiting cost overruns. The subsection: '*Scenario Analysis*' illustrates that this added value must contribute significantly to offset the higher capital costs from private financiers, which amounts to EUR 7.8 billion (comparing Scenario I (fully public) to Scenario III (ECA + senior debt)).
- The State has expressed its preference for (partial) public financing of the project via debt instruments to formalise (timely and periodic) repayment of capital provided. KPMG notes that debt instruments have the advantage over equity injections. As equity gives the right to dividends, which from a legal point of view has a different security.
- Due to the long construction period and accrual of interest, attracting private debt impacts the LCOE (increases), whereas the height of the LCOE is a key consideration of the State.
- The LCOE is also in a scenario with full public financing dependant on the on the pre-COD interest rate. As the interest rate is:
 - I. Paid upfront, requiring equity injection due to the absence of revenue and therefore cash generation in the pre-COD phase; or
 - II. Accrued, increasing the total debt commitment.

Note (1) Please refer to page 79 for the sensitivity analyse.

Measure 1: State financing ensures policy goals of low cost (continued)

- In both cases additional equity from the State is required to solely support the debt structure. Which leads to a higher LCOE, despite the Dutch State being both lender and borrower.
- As a result, a 0% interest debt instrument can be considered.
- The capital structure relies on the SOE's ability to service its debt obligations. A higher proportion of debt in the capital structure leads to an increase in debt service.
- In case the capital structure is optimised on the basis of the maximum debt service capacity (DSCR = 1), cost overruns may pose a significant challenge for the State. Financing cost overruns with additional debt leads to a (higher) required debt service that the SOE will not be able to bear based on its Business Case.
- The overruns may be covered by:
 - I. Additional equity and/or debt in combination with;
 - II. An increase in the revenue support in the form of an increase of the CfD's strike price.
- Summarised, structuring the project on the basis of the maximum debt service capacity may constrain its ability to absorb cost overruns, unless additional revenue is secured via the CfD or the shortfall is covered through extra equity contributions.

Measure 2: a revenue support mechanism, in the form of a CfD, to provide long-term revenue certainty

- In line with the EC's Electricity Market Design (EMD) reforms, the State prefers to provide revenue support via a (two-sided) CfD mechanism. The exact details on the structuring of the CfD depends on further refining the Business Case assumptions and financial structure that drive the debt service capacity. The principles guiding the CfD structure include: i) duration of the CfD; ii) Strike Price formula; iii) Reference Price; iv) Floor and Cap options; v) Incentive mechanisms for cost control, load following and operational efficiency; vi) Profit-Sharing mechanisms.

In both a public and private financing scenario, the project will require a combination of measures 1, 2 and 3 (2/2)

Measure 2: a revenue support mechanism, in the form of a CfD, to provide long-term revenue certainty (continued)

- The CfD model guarantees a fixed price for electricity during the operational phase of a NPP, shielding it from market developments. The resulting revenue stability significantly reduces investment risk, making it more feasible to secure financing in the operational stage and lowering the cost of capital, or in the construction phase if coupled with other construction phase risk mitigation contracts.
- Given its policy on state owned enterprises (SOE), the government requires a target return on equity from a SOE (article 5.7.3, '*Nota Deelnemingenbeleid Rijksoverheid 2022*'). Next to going-concern considerations, the (required) return of the SOE may indicate the need for a (revenue) mechanism to support cash flows, even when fully public financed.
- Given the i) the current assumptions in the Business Case ii) the proposed capital structure of 60/40 Debt-to-equity and financing assumptions, the current assumed market price of electricity is sufficient to cover its debt service (i.e. the currently resulting strike price is lower or equal to the assumed market price).
- The CfD should be periodically calibrated to ensure its alignment with developments in the Business Case of the NPP. The frequency will be further assessed.
- The proposed revenue support plays an important role in the expected allocation of risk and return that private capital (debt/equity) providers perceive. The CfD only mitigates the significant market price risks during operations, while other significant risks, such as the risk of non-completion of the project, are concentrated in the development and construction phases.

Measure 3: State guarantee / Change of law protection

- For the decommissioning of the plant, the ANVS requires, by law¹, operators of nuclear installations to provide a fully funded plan for decommissioning and dismantling the facility from the moment the installation becomes operational.
- Funding this provision is costly as the financial resources are retained with limited returns.

Measure 3: State guarantee / Change of law protection

- The goal of the regulation is to ensure that private parties reserve sufficient capital to dismantle the NPP. Given that the State has full ownership of the NPP the regulation results in the retaining of significant public funds which cannot be effectively deployed. To follow the regulation and ensure effective usage of public funding, a State guarantee with regards to the decommissioning fund can be considered.
- The State aims to provide a guarantee (against a premium). However, this approach remains uncertain, as discussions with the relevant ministries are still ongoing and have not yet been finalised.
- Given the intention to attract private capital in a later stage (specifically pre-COD), it may be necessary to provide State guarantees, which includes, amongst others, completion guarantees, change-of-law protection and political risks. These instruments are designed to reduce the perceived risk for private capital (especially) prior to the operational phase.
- Specific guarantees have not been further assessed at this moment, as these are tailor-made measures that are often the result of negotiations with private capital providers.
- If private capital may be attracted, support by public funds could potentially be lowered (Measure 1), albeit against an increase in guarantees provided (Measure 3) that private capital may require.
- Whether a measure, such as: (i) equity injection; (ii) a loan; and (iii) a guarantee impacts the State's debt and balance depend on their Economic Monetary Union (EMU) treatment^(a). The positive impact that attracting private capital may have on the EMU deficit and the State's budget depends on the structuring of such guarantee and how this is accounted for in the State budget.

Note: (a) The EMU balance (government deficit) and EMU debt (government debt) are key indicators used by the EU to monitor the fiscal health of its member states. The Stability and Growth Pact sets limits of 3% of GDP for the annual government deficit and 60% of GDP for total government debt.

Source: (1) Article 15f of the Dutch Nuclear Energy Act: Staatscourant 2011, 4386 article 15f.

We recommend a structure that provides flexibility to attract private financing and aligns with KGG's aim of affordability (1/2)

Initial phase – Fully public financing

- KPMG concludes that fully public financing at the start of the project is the preferred financial structure when taking into account the financing models, project risks, EU State aid precedents and the DMF.
- This conclusion is supported by the DMF, which identified affordability (in terms of LCOE) as the most differentiating criterion. Public financing delivers the lowest LCOE due to the favourable cost of capital of the Dutch State, making it the most cost-effective choice for the initial phase.
- In a fully public scenario, the following three key measures are expected to be implemented:
 - **Measure 1 – State Financing:** The State provides full financing through a capital structure while, based on the current Business Case, avoiding additional revenue support as much as possible (in the form of a CfD strike price above market price). This structure assumes the following:
 - 0% interest on public debt pre-COD and 3.75% interest on public debt post-COD; and
 - that maximises debt-to-equity ratio, which leads to a 60/40 debt-to-equity ratio.
 - The proposed capital structure will require further calibration, as the Business Case further develops, to ensure that the SOE is going-concern. Covering all obligations (such as repayments and interest) from market sales, with or without a CfD.
 - The acceptability of a 0% pre-COD interest rate, in the context of the approval of state aid by the EC, remains uncertain, with only one precedent. The assumed RoE may also be insufficient, and both require confirmation through engagement with the EC.

Initial phase – Fully public financing (continued)

- **Measure 2 – Revenue support via CfD:** KPMG advises the introduction of a two-sided CfD to mitigate market risk, specifically with regards to the development of energy prices, to support the entity's continuity.
- The CfD is based on total cash needs over each 5-year calibration period, setting a strike price based on the free cash flows required for debt servicing. The CfD is not introduced to cover operational and maintenance expenses.
- There is currently no target return for equity. This prevents cash flows (cash circulation) from the State to the private entity NEO, which can be deemed ineffective.
- Additional CfD design elements, such as floor and cap mechanisms, excess profit sharing, and incentives for operational efficiency, would be introduced to align with EDM guidance and maintain proportionality
- Given the proposal capital structure and the Business Case, the strike price of the CfD is currently equal to the expected market price of electricity.
- **Measure 3 – State guarantees:** KPMG advises the State to provide a guarantee to NEO on the decommissioning fund to ensure regulatory compliance, while avoiding setting up significant provisions from COD onwards with public funds.

We recommend a structure that provides flexibility to attract private financing and aligns with KGG's aim of affordability (2/2)

Initial phase – Fully public financing (continued)

- Taking into account the current Business Case and financing market, in combination with the considerations from the DMF, KPMG concludes that full public financing is optimal at this stage.
- To accommodate future market developments and evolving project conditions, it is essential to retain flexibility in the capital structure. The capital structure and its terms and conditions should therefore be designed to allow for potential inclusion of ECAs and private capital at a later stage.
- If private financing is introduced, the three measures must be amended accordingly:
 - **Measure 1 – Adjusted State financing:** The State's share of financing decreases when ECA, and private debt are introduced. This will likely increase the project's cost of capital, and thus debt servicing requirement. Risk allocation, however, may remain unchanged depending on the level of support and guarantees that ECAs and other private financiers require.
 - **Measure 2 – Enhanced CfD:** The CfD strike price would need to be adjusted to accommodate the higher debt servicing requirement resulting from the increase in cost of capital and DSCR (above 1.0) requirements.
 - **Measure 3 – Expanded guarantees:** Beyond the decommissioning fund, specific guarantees are likely to be required to attract private capital. Whether these guarantees have an impact on the State's EMU debt and budget must be carefully assessed based on the actual risk transfer from the State to private parties.

Initial phase – Fully public financing (continued)

- In conclusion, a phased financing strategy, starting with full public financing and allowing for future private participation, offers the best balance between affordability, strategic control, and adaptability.
- This approach aligns supports the Dutch State's policy objectives. It also ensures that the GSP remains responsive to future developments, while safeguarding financial and operational integrity of the nuclear power plant.



This confidential report (the "Report") was prepared for the Ministry of Climate and Green Growth (the "Client") by KPMG Corporate Finance, part of KPMG Advisory N.V. ("KPMG Corporate Finance") with regard to an assessment of a potential Government Support Package in relation to the Nuclear Newbuild Programme (the "Project"). This Report is exclusively for the benefit of and internal use by the Client and does not carry any right of publication or disclosure to any third party, without our prior written consent. Neither this report nor its content may be used for any other purpose without prior written consent of KPMG Corporate Finance.

This Report is incomplete without reference to and should be viewed solely in conjunction with the oral briefing provided or to be provided by KPMG Corporate Finance.

In preparing this Report, we have relied upon and assumed, without independent verification, the accuracy and completeness of any information available from public sources, third parties and information provided by, or on behalf of, the Client. We do not accept responsibility for such information and, as far as it relates to information provided by the Client, such information remains the responsibility of the management of the Client.

The procedures carried out by KPMG Corporate Finance do not constitute an audit or a review of the financial data in this Report or any other information supplied. Consequently, we do not express an opinion or any form of assurance on the information presented in this Report.

KPMG Corporate Finance will not be involved in any decision-making by the Client and will not act as management of the Client in any way.

We do not accept responsibility for any prospective financial information set out in this Report. We must emphasise that the realisation of the prospective financial information is dependent on the continuing validity of the assumptions on which it is based. The assumptions will need to be reviewed and revised to reflect such changes in trading patterns, cost structures or the direction of the business as emerge. We accept no responsibility for the realisation of the prospective financial information. Actual results are likely to be different from those shown in the prospective financial information because events and circumstances frequently do not occur as expected, and the differences may be material.

We do not accept or assume responsibility to anyone other than to the Client, for our work, for the report or for any judgements, findings, conclusions, recommendations or opinions that we have formed or made. We do not accept or assume responsibility to any other party as a result of provision of the report to such a party.

The work was undertaken and the report was issued on agreed terms of engagement in order that we might state to the Client those matters on which we agreed to report and for no other purpose. The report was not created for, and should not be treated as suitable for, any other purpose.

Project Split

Scoping document
- Model discussion

September 2025

Disclaimers

Disclaimers

We note that this report has been prepared by KPMG Advisory N.V. ("KPMG") for our client, the Dutch Ministry of Climate Affairs and Green Growth ("KGG"), to provide KGG insights into the working assumptions included in the financing and revenue models of project Split.

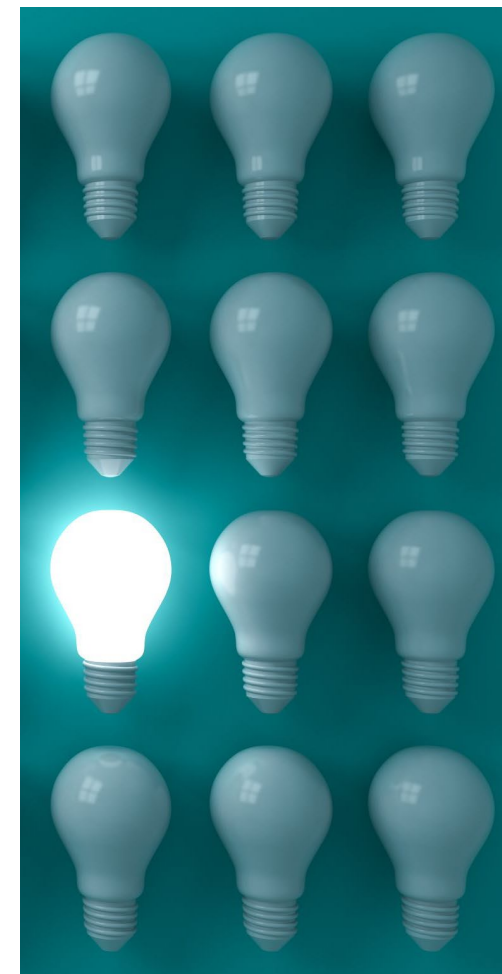
The report focuses on the key assumptions of the financial and revenue models. Other assumptions, for instance with regards to net working capital, are included in the models but not discussed in this report.

We note that the following disclaimers should be taken into account when reading the report:

- The working assumptions are based on information from public sources (we refer to the next page for an overview of the sources used in this report) and information provided by KGG:
 - We note that audit procedures are not a part of our scope, and that we have relied upon and assumed, without independent verification, the accuracy and completeness of any information available from public sources; and
 - We further note that the information presented in these sources employs varying levels of aggregation and differing underlying assumption. Moreover, these sources typically focus on particular geographies and technologies. Therefore, the findings of these studies may not be fully applicable to the context of Project Split.

Therefore, we stress that the working assumptions should only be considered as highly indicative;

- All figures included in this report are reported in 2025 real terms, unless explicitly stated otherwise;
- We note that the range specified in section 'Working assumptions' is based on KPMG analyses and does not necessarily correspond to the minimum or maximum estimates included in the public sources.
- This report has not been discussed with or has been subject to any factual validation of Westinghouse or EDF;
- KPMG does not act as a technical, legal, or tax advisor;
- Tax assumptions can deviate due to certain ruling;
- KPMG is not involved in the decision-making by KGG; and
- We refer to the last page of this report (page 22) for our general disclaimers.



Sources

Sources

Public studies:

- British Department for Business Energy & Industrial Strategy, Electricity Generation Costs, 2016
- ETI, The ETI Nuclear Cost Drivers Project, 2020
- EY, Independent Review of Economic Analysis Input Data of the JEK2 Project, 2024
- IEA & OECD, Projected Costs of Generating Electricity, 2020
- International Atomic Energy Agency, Nuclear Power Reactors in the World, 2024
- OECD, Unlocking Reductions in the Construction Costs of Nuclear, 2020
- Lazard, Lazard Levelized Cost of Energy+, 2024
- MIT, Overnight Capital Cost of the Next AP1000, 2024
- US Energy Information Administration, Capital Cost and Performance Characteristic Estimates for Utility Scale Electric Generating Technologies, 2024
- Witteveen+Bos, Scenariostudie kernenergie, 2022
- World Nuclear Association, Nuclear Power Economics and Structuring, 2024

Information from the European Commission:

- State aid SA.109707 (2024/C) (ex 2024/N) – Aid measures for the first nuclear power plant in Poland, 2024
- Commission decision on the measure State aid SA.58207 (2021/N) which Czechia is planning to implement to support the construction and operation of a new nuclear power plant at the Dukovany site, 2024

Information from KGG:

- BNP Paribas, Dutch Nuclear Newbuild Program, 2024
- EY, Dutch Nuclear New Build Program: Remuneration models & financing structures, 2024

Annual reports:

- Annual reports of Elektriciteits Produktiemaatschappij ("EPZ")
- Annual reports of Teollisuuden Voima Oyj ("TVO")

Other sources:

- Capital IQ
- Bloomberg

Other

- The scoping document has integrated the feedback from KPMG United Kingdom on the previous version of the scoping document from 30 May 2025, leveraging their experience in supporting the development of nuclear power plants across Europe. Please note that this version of the scoping document did not include the financing assumptions.
- Several concept versions of the scoping document were revised by KGG, with feedback considered. Prior versions were shared on:
 - 27 February 2025
 - 30 May 2025
 - 27 June 2025
 - 06 August 2025

Working assumptions

Overview of working assumptions that are used in the funding model – General

	Assumption	Range, incl. which assumption is used	Description	Source
General	Inflation	Model: - 2025: 3.2% - 2026: 2.8% - Post-2026: 2.0%	- It is assumed that the inflation for the operation of the nuclear power plant ("NPP") is in line with the general inflation in the Netherlands. - Long-term inflation is based on the policy objectives of the ECB. - Note that construction cost inflation may deviate from general CPI inflation.	DNB ECB
	Capacity of the plant	Range: 1,110 MW or 1,650 MW Model: 1,650 MW (2x)	- Based on the discussion we understand that there are currently two reactors under consideration, one with a capacity of 1,110 MW and one with a capacity of 1,650 MW. - We understand that the plant will consist of two similar reactors.	KGG
	Availability factor ¹	Range: 75% - 95% Model: 90%	- The availability factor takes into account the anticipated number of planned and unplanned downtime. - The variability in the availability factor is influenced by the specific technology used and realisation of the project.	Various public sources
	Load factor	Range: 25% - 100% Model: 100%	- The load factor takes into account the actual time that electricity is generated. - The variability in the load factor is influenced by the ramp-up factor and load following. - The load factor increases gradually during the ramp-up phase, reaching the model-defined input level. - The load factor combined with the availability factor gives the total production profile	KGG

Notes:

- ¹ Modern nuclear power plants are typically capable of achieving availability factors exceeding 90%. However, as the plant ages, this figure tends to decline due to increased frequency of unplanned outages and general wear on components. This performance degradation is usually gradual and can be effectively mitigated through timely and sufficient lifecycle capital expenditure. In our modelling, we assume that such degradation is addressed through appropriate maintenance Capex, ensuring relatively stable operational performance over time. Given this assumption, we have adopted a constant availability factor of 90% throughout the operational phase.

Overview of working assumptions that are used in the funding model – Timeline of the project

	Assumption	Range, incl. which assumption is used	Description	Source
Timeline	Pre-development phase (feasibility) ⁽¹⁾	Range: 3.0 to 5.0 years Model: 3.0 years	• This phase includes the tender process, feasibility studies, public enquiry, initial permitting, market consultation, early-stage project development, and preliminary engineering.	KGG
	Development phase (detailed design) ¹	Range: 2.0 to 4.0 years Model: 2.0 years	• Detailed design, engineering, final permitting, financial structuring, and preparation for FID	KGG
	Construction phase ¹	¹ Range: 6 to > 14 years Model: 8 years	• The duration of the construction phase depends on the choice of the technology of the nuclear power plant.	KGG
	Operational phase, including ramp-up	Range: 50 to 70 years Model: 60 years	• Expected operational period in which ramp-up is being conducted as well as the full operational period. • The ramp-up period is anticipated to take two years. The ramp-up period is assumed to be financed by additional equity financing at the end of the construction period ²	Various public sources
	Decommissioning phase	Model: 10 years	• The first 5 years are assumed to be dedicated to cooling, fuel removal, and preparatory planning, followed by 5 years of full dismantling and decommissioning of the nuclear power plant.	IEA & OECD (2020)

Notes:

- ¹ Over the last decade a number of First of a Kind (“FOAK”) Gen-III projects experienced substantial delays in the construction time, with the two recently completed European projects Olkiluoto 3 and Flamanville 3, reporting delays of 14 years and 12 years respectively. Moreover, the ongoing projects in the United Kingdom, Sizewell C and Hinkley Point C, have reported substantial delays. Delays in the construction time have a large impact on the project financials, as costs of the project increase due to inflation and higher interest costs, whereas simultaneously potential revenues are postponed.

Looking at the current NPP projects in Poland, Czech Republic and Slovenia, we observe that the anticipated construction times (of 14, 12 and 6 years respectively) have increased as compared to the initial anticipated timelines for Olkiluoto 3 and Flamanville 3. Considering the recently finished and current NPP projects in Europe, we assume a construction time of 8 years.

- ² Public sources provide limited information about the ramp-up period. We understand that the NPPs in the Czech Republic are anticipated to have a ramp-up period of two years and have assumed the same duration as a working assumption.

Note: (1) In practice, the phases tend to overlap, but for the purposes of this report, we assume the phases are separated.

Overview of working assumptions that are used in the funding model – Initial Capex (1/4)

	Assumption	Range, incl. which assumption is used	Description	Source
Initial Capex 1	Owner costs - Pre-development phase (feasibility)	Range: 50 – 500 EUR/KW Model: ~100 EUR/KW (EUR 300 million)	- Owner's costs include for instance project development, studies, permitting, legal costs, owner's project management, and owner's engineering. These costs are incurred during the pre-development and development phase. - The client informed us that EUR 300 million will formally be notified to the European Commission for the first three years. It is assumed that the costs are evenly distributed over the duration of the pre-development phase.	KGG
	Owner costs - Development phase (detailed design)	Range: 250 – 1,500 EUR/KW Model: ~500 EUR/KW (EUR 1,800 million)	- For the development phase, EUR 1,800 million is noted. This is calculated as the remaining Capex given the Capex during the pre-development and construction phase. - It is assumed that the costs are evenly distributed over the duration of the pre-development phase.	Various public sources, KGG
	Engineering, Procurement, and Construction ("EPC") costs	Range: 6,700 – 11,500 EUR/KW Model: ~8,500 EUR/KW (EUR 27,900 million)	- The total Capex is assumed to be EUR 30,000 million, as discussed with the client. The Capex during the construction is estimated to be 93% of total Capex or EUR 27,900 million. - EPC costs are modelled using an S-curve distribution over the duration of the construction phase.	Various public sources, KGG
	Overnight costs	Range: 7,000 – 13,500 EUR/KW Model: 9,100 EUR/KW	Sum of the Owner's costs and the EPC costs. Total Capex is assumed to be EUR 30,000 million based on the assumption of KGG (in real 2025 terms)	Calculation, KGG
	Capitalised interest		- Interest is capitalised during the construction phase. - We refer to pages 15-19 for the assumptions with regards to financing.	KPMG Analysis

Notes:

- Initial Capex can be segmented into various subcategories, for instance construction materials, land, project development, et cetera. Deriving an accurate and robust estimation of the overnight costs necessitates an estimation of the various subcategories, allowing for adjustments to reflect project-specific considerations. However, we observe that public sources vary in their categorisation methods and primarily report the overnight costs on an aggregated basis. Based on the available public information, we are unable to provide robust estimations of the subcategories and instead have segregated the initial Capex in two categories, namely owner's costs which are assumed to be incurred during the (pre-) development phase, and EPC costs which are assumed to be incurred during the construction phase.

Overview of working assumptions that are used in the funding model – Initial Capex (2/4)

	Assumption	Range, incl. which assumption is used	Description	Source
Initial Capex ②	Owner costs - Pre-development phase (feasibility)	Range: 50 – 500 EUR/KW Model: ~100 EUR/KW (EUR 300 million)	- Owner's costs include for instance project development, studies, permitting, legal costs, owner's project management, and owner's engineering. These costs are incurred during the pre-development and development phase. - The client informed us that EUR 300 million will formally be notified to the European Commission for the first three years. It is assumed that the costs are evenly distributed over the duration of the pre-development phase.	KGG
	Owner costs - Development phase (detailed design)	Range: 250 – 1,500 EUR/KW Model: ~500 EUR/KW (EUR 1,800 million)	- For the development phase, EUR 1,800 million is noted. This is calculated as the remaining Capex given the Capex during the pre-development and construction phase. - It is assumed that the costs are evenly distributed over the duration of the pre-development phase.	Various public sources, KGG
	Engineering, Procurement, and Construction ("EPC") costs	Range: 6,700 – 11,500 EUR/KW Model: ~8,500 EUR/KW (EUR 27,900 million)	- The total Capex is assumed to be EUR 30,000 million, as discussed with the client. The Capex during the construction is estimated to be 93% of total Capex or EUR 27,900 million. - EPC costs are modelled using an S-curve distribution over the duration of the construction phase. ③	Various public sources, KGG
	Overnight costs	Range: 7,000 – 13,500 EUR/KW Model: 9,100 EUR/KW	Sum of the Owner's costs and the EPC costs. Total Capex is assumed to be EUR 30,000 million based on the assumption of KGG (in real 2025 terms)	Calculation, KGG
	Capitalised interest		- Interest is capitalised during the construction phase. - We refer to pages 15-18 for the assumptions with regards to financing.	KPMG Analysis

Notes:

- ② Capital expenditures during the (pre-)construction phase generally constitute the largest portion of the production costs of nuclear power, accounting in certain instances for more than 70% of the costs (in terms of LCOE).
- ③ EPC costs are modelled using an S-curve distribution, which reflects the typical expenditure profile of large-scale infrastructure projects, characterised by lower spending in early stages, peaking during peak construction, and tapering off towards completion. The specific year-by-year distribution percentages applied in the model have been provided by the client and is adapted to fit the assumed timelines (we refer to appendix I for the distribution).

Overview of working assumptions that are used in the funding model – Initial Capex (3/4)

	Assumption	Range, incl. which assumption is used	Description	Source
Initial Capex 4	Owner costs - Pre-development phase (feasibility)	Range: 50 – 500 EUR/KW Model: ~100 EUR/KW (EUR 300 million)	- Owner's costs include for instance project development, studies, permitting, legal costs, owner's project management, and owner's engineering. These costs are incurred during the pre-development and development phase. - The client informed us that EUR 300 million will formally be notified to the European Commission for the first three years. It is assumed that the costs are evenly distributed over the duration of the pre-development phase.	KGG
	Owner costs - Development phase (detailed design)	Range: 250 – 1,500 EUR/KW Model: ~500 EUR/KW (EUR 1,800 million)	- For the development phase, EUR 1,800 million is noted. This is calculated as the remaining Capex given the Capex during the pre-development and construction phase. - It is assumed that the costs are evenly distributed over the duration of the pre-development phase.	Various public sources, KGG
	Engineering, Procurement, and Construction ("EPC") costs	Range: 6,700 – 11,500 EUR/KW Model: ~8,500 EUR/KW (EUR 27,900 million)	- The total Capex is assumed to be EUR 30,000 million, as discussed with the client. The Capex during the construction is estimated to be 93% of total Capex or EUR 27,900 million. - EPC costs are modelled using an S-curve distribution over the duration of the construction phase.	Various public sources, KGG
	Overnight costs	Range: 7,000 – 13,500 EUR/KW Model: 9,100 EUR/KW	Sum of the Owner's costs and the EPC costs. Total Capex is assumed to be EUR 30,000 million based on the assumption of KGG (in real 2025 terms)	Calculation, KGG
	Capitalised interest		- Interest is capitalised during the construction phase. - We refer to pages 15-18 for the assumptions with regards to financing.	KPMG Analysis

Notes:

- 4 Public sources estimate overnight costs for new NPPs between ~2,000 EUR/KW (IEA–OECD, 2020) and 13,500 EUR/KW (MIT, 2024)¹. Western projects tend to be more expensive due to limited experience, higher labour/material costs, and stricter regulations. Recent studies show rising cost trends, with current projects in Poland, Czech Republic, and Slovenia at the high end. We assume a range of 7,000–13,500 EUR/KW, the model uses a client-assumed Capex of EUR 30,000 million, or 9,100 EUR/KW for two 1,650 MW reactors.

Note: (1) The lowest anticipated overnight costs for new build NPP the IEA – OECD amounts to 2,157 USD/KW, whereas MIT estimates the overnight costs for a FOAK reactor to amount to 15,000 USD/KW. Please note that the figures have been converted to EUR based on an exchange ratio of 1.10 USD/EUR.

Overview of working assumptions that are used in the funding model – Initial Capex (4/4)

	Assumption	Range, incl. which assumption is used	Description	Source
Initial Capex	Owner costs - Pre-development phase (feasibility)	Range: 50 – 500 EUR/KW Model: ~100 EUR/KW (EUR 300 million)	- Owner's costs include for instance project development, studies, permitting, legal costs, owner's project management, and owner's engineering. These costs are incurred during the pre-development and development phase. - The client informed us that EUR 300 million will formally be notified to the European Commission for the first three years. It is assumed that the costs are evenly distributed over the duration of the pre-development phase.	KGG
	Owner costs - Development phase (detailed design)	Range: 250 – 1,500 EUR/KW Model: ~500 EUR/KW (EUR 1,800 million)	- For the development phase, EUR 1,800 million is noted. This is calculated as the remaining Capex given the Capex during the pre-development and construction phase. - It is assumed that the costs are evenly distributed over the duration of the pre-development phase.	Various public sources, KGG
	Engineering, Procurement, and Construction ("EPC") costs	Range: 6,700 – 11,500 EUR/KW Model: ~8,500 EUR/KW (EUR 27,900 million)	- The total Capex is assumed to be EUR 30,000 million, as discussed with the client. The Capex during the construction is estimated to be 93% of total Capex or EUR 27,900 million. - EPC costs are modelled using an S-curve distribution over the duration of the construction phase.	Various public sources, KGG
	Overnight costs	Range: 7,000 – 13,500 EUR/KW Model: 9,100 EUR/KW	Sum of the Owner's costs and the EPC costs. Total Capex is assumed to be EUR 30,000 million based on the assumption of KGG (in real 2025 terms)	Calculation, KGG
	Capitalised interest		- Interest is capitalised during the construction phase. - We refer to pages 15-18 for the assumptions with regards to financing.	KPMG Analysis

Please note that these Capex figures are expressed in 2025 real terms and are independent of the capital structure. As such, they exclude any increases due to inflation or interest payments.

Overview of working assumptions that are used in the funding model – Revenues

	Assumption	Range, incl. which assumption is used	Description	Source
Revenues	Electricity market price	Model: 75 EUR/MWh ²	The electricity market prices are based on Dutch power futures and market reports	Various public sources, including Dutch power futures
	Contract for Difference (“CfD”) ¹	[XX] EUR/MWh	- Is build up as a top-up and serves as a plug depending on scenario analyses - CFD is dynamic based on market price developments and cash requirements, and is recalculated after 20 quarters based on EC guidance - The CfD will start after the ramp-up period is completed and is eligible for taxes	KPMG Analysis
	Electricity output	Calculation	Capacity * Monthly maximum full load hours * Availability factor * Load factor	KPMG Analysis
	Electricity revenue	Calculation	(Electricity market price +/- CfD top-up) * Electricity output	KPMG Analysis
	Other revenues	1.0% of electricity revenue	Other revenues include among others capacity availability fees and revenues from grid balancing services ³	KGG

Notes:

- ¹ The CfD is calculated to cover all projected cash shortfalls over the next 20 quarters (5 years). It is assumed that there is no required return on equity, therefore the CfD is only triggered if cumulative cash flows over this period are expected to be negative. The CfD value represents the required top-up to bring net cash flow to zero, which is not market conform and is not taking any risks into account. The CfD value is weighted by expected output to determine the required top-up above the market price per period. This defines the strike price needed to ensure financial viability over the CfD period.
- ² Please note that the electricity price of 75 EUR/MWh represents the average price during the year. Electricity prices exhibit seasonality, with higher price typically being paid during the winter months. Moreover, volatility in the electricity market (demand and production) cause load following considerations (dispatching). Given the scope of procedures and information available seasonal and load following considerations are not incorporated into the model other than an illustrative sensitivity analysis.
- ³ Public sources provide limited information with regards to other revenues, as these revenues tend to be country-specific. In a country with considerable grid imbalances, such as the Netherlands, revenues from grid balancing services may potentially be significant.¹

From the annual report of EPZ of 2023 we observe that the other revenues, comprising primarily of revenues from grid balancing services,² amount to approximately 5.0% of electricity revenue. Due to uncertainty around the business case for availability and grid balancing fees, a conservative percentage is assumed and held constant throughout the operational phase.

Note: (1) We note that if the plant is used for grid balancing, this will impact the load factor. The load factor is currently based on public sources which consider plants throughout the world. As a working assumption we have assumed that the combination of the other revenues and the load factor already takes into account grid balancing.

Note: (2) The annual report of EPZ presents the other revenues on aggregated basis, without specifying the size of the individual revenue sources.

Overview of working assumptions that are used in the funding model – Operating costs including maintenance (1/2)

	Assumption	Range, incl. which assumption is used	Description	Source
Operating costs	Operation & maintenance ("O&M") costs ²	Range: 15 – 26 EUR/MWh Model: 18 EUR/MWh	O&M costs include among others material costs, maintenance costs, and personnel expenses.	Various public sources
	Fuel costs - procurement	Range: 6 – 10 EUR/MWh Model: 5 EUR/MWh	- Nuclear power plants primarily use uranium as fuel. - It is assumed that one fuel cycle takes 1 year. - It is assumed that the procurement term for fuel is 2 years. - Thus, the cash out in relation to fuel payment is 3 years in advance.	KGG
	Fuel costs – storage and disposal	Model: 5 EUR/MWh	Storage and disposal costs are assumed to be incurred gradually and are estimated at 50% of the total fuel cost.	KGG
	Insurance	Model: 0.5 EUR/MWh	While certain events (large-scale environmental disasters) cannot be covered by insurance policies, other risks such as property risks are typically insured.	KGG
¹	Total operating costs	Range: 25 – 40 EUR/MWh Model: 29 EUR/MWh (rounded)	Sum of the O&M costs, fuel costs and insurance costs	Calculation

Notes:

- ¹ As compared to the Capex estimates, the operating costs exhibit a higher degree of certainty and constitute a relatively smaller portion of the production costs (in terms of LCOE).
- ² We observe that most public sources provide an estimate of the O&M costs excluding the fuel costs and insurance costs. In certain instances, the O&M costs are split into fixed and variable components. We note that the impact of such a division is limited, as it is assumed that the NPP will operate at a constant production level during the operational period (with the exception of the ramp-up period).

Moreover, we understand that O&M costs, in particular the maintenance costs, typically increase as the plant matures. We note that public sources provide limited guidance with regards to the exact impact of maturation on O&M costs. Therefore, as a current working assumption, we have assumed that the O&M costs remain constant during the operational phase (in real terms).

Overview of working assumptions that are used in the funding model – Operating costs including maintenance (2/2)

	Assumption	Range, incl. which assumption is used	Description	Source
Operating costs	Operation & maintenance ("O&M") costs	Range: 15 – 26 EUR/MWh Model: 18 EUR/MWh	O&M costs include among others material costs, maintenance costs, and personnel expenses.	Various public sources
	Fuel costs - procurement	Range: 6 – 10 EUR/MWh Model: 5 EUR/MWh	- Nuclear power plants primarily use uranium as fuel. - It is assumed that one fuel cycle takes 1 year. - It is assumed that the procurement term for fuel is 2 years. - Thus, the cash out in relation to fuel payment is 3 years in advance.	KGG
	Fuel costs – storage and disposal	Model: 5 EUR/MWh	Storage and disposal costs are assumed to be incurred gradually and are estimated at 50% of the total fuel cost.	KGG
	Insurance ³	Model: 0.5 EUR/MWh	While certain events (large-scale environmental disasters) cannot be covered by insurance policies, other risks such as property risks are typically insured.	KGG
	Total operating costs	Range: 25 – 40 EUR/MWh Model: 29 EUR/MWh (rounded)	Sum of the O&M costs, fuel costs and insurance costs	Calculation

Notes (continued):

- ³ The insurance costs are contingent on upon the regulations and agreements established between the State and the NPP owner regarding risk allocation (i.e. which risks are borne and need to be insured by the NPP owner). Since these policies differ per country, the insurance costs are country-specific. Based on the annual report of EPZ (2023), the insurance costs in the Netherlands seem limited relative to the total operating costs.¹ We assume the new-build NPP will fall under the same insurance regime and apply the premium as a fixed absolute amount. As a result, the relative insurance cost (in EUR/MWh) does not scale proportionally and deviates from the benchmark.

Based on operating costs of 28.5 EUR/MWh, the annual operating costs amount to approximately EUR 371 million for the 1,650 MW reactor (in 2025 real terms).

Note: (1) We note that in the annual report of EPZ (2023) insurance costs are included as part of other operating expenses, which represent approximately 8% of total operating costs.

Overview of working assumptions that are used in the funding model – Decommissioning

	Assumption	Range, incl. which assumption is used	Description	Source
Decommissioning	Decommissioning costs	Range: EUR 1,500m – EUR 4,500m (Real 2025) Model: EUR 3,000m	We note that a decommissioning provision is funded during the operational phase. It is assumed that the decommissioning is fully funded after 50 years of operations, allowing the fund to transition to lower-risk assets in the final period.	KGG; IEA & OECD (2020), KPMG Analysis;
	Return on invested capital	Model: 4.0% annual return on invested capital	It is assumed that the capital invested in the decommissioning fund will yield a 4.0% annual return. Note that the expected return differs over time and will most likely decrease when the start of decommissioning is close-by (to reflect the need for lower risk instruments).	KGG, KPMG Analysis
	Annual contribution to the decommissioning provision	Calculation	The annual contribution to the decommissioning provision is calculated in the model based on the anticipated timing of the decommissioning, the anticipated costs, and the return on invested capital.	KPMG Analysis
	Guarantee fee	Model: 0.1% per quarter over provision gap	- Dutch law (Article 15f of the Kernenergiewet) requires a financial provision to fully cover decommissioning costs. - While this provision is being built up, it is assumed that the Dutch State charges a guarantee fee to cover the shortfall, in line with the financial security mechanisms of the related law.	KPMG Analysis, KGG

As the decommissioning is anticipated to start after 60 years of operations, the costs in nominal terms will be substantially higher.

Overview of working assumptions that are used in the funding model – Financing – Government equity and debt (1/2)

Financing

Based on the assumptions outlined in the preceding pages, KPMG calculates the funding gap, if any, which pertains to the deficiency in expected returns (i.e. the project's future free cash flows yield a negative net present value) and the financing gap which illustrates the shortfall in available financing. The state support package will need to address both the funding gap and the financing gap.

The financing assumptions are based on publicly available sources and client-provided information. These assumptions were discussed in a dedicated session with both the Client and the Ministry of Finance. The assumptions serve as input for the scenario analyses. For the analysis, we assume a fully financed project.

	Assumption	Range, incl. which assumption is used	Description	Source
Government equity	Commitment value	Committed EUR 14,000m, but depending on assumption to cover full Capex if required in specific scenario	- The commitment value that has been made available by the Dutch state via the Dutch climate fund is EUR 14,000m - The commitment value and the apportionment of this commitment into equity and debt varies per scenario. - Covers specific Capex packages as well as other costs (i.e. arrangement fees)	KGG KPMG Analysis
	Equity-specific assumptions:			
	Drawdown period	Model: as soon as first investments / expenses are assumed	Depending on other financing sources committed the drawdown may be postponed.	KGG
	Dividends ¹	To be determined	It is assumed that no dividends are paid during the (pre-)construction phase.	KPMG Analysis

Notes:

- ¹ The model does not define an explicit dividend policy, instead, all cash flows available for equity (injections and distributions) are used in an internal rate of return ("IRR") calculation, reflecting total shareholder return over time. Distributions are assumed to equal all free cash flow available to shareholders, net of required reserve accounts contributions. The dynamic CfD mechanism adjusts to projected cash flows, helping prevent structural overcompensation (i.e. lowering when the cash shortfall decreases). Required reserve accounts are included to retain cash that cannot be distributed, in line with lender and project agreement requirements.

Overview of working assumptions that are used in the funding model – Financing – Government equity and debt (2/2)

Financing

Based on the assumptions outlined in the preceding pages, KPMG calculates the funding gap, if any, which pertains to the deficiency in expected returns (i.e. the project's future free cash flows yield a negative net present value) and the financing gap which illustrates the shortfall in available financing. The state support package will need to address both the funding gap and the financing gap.

The financing assumptions are based on publicly available sources and client-provided information. These assumptions were discussed in a dedicated session with both the Client and the Ministry of Finance. The assumptions serve as input for the scenario analyses. For the analysis, we assume a fully financed project.

	Assumption	Range, incl. which assumption is used	Description	Source
Government debt	Debt-specific assumptions:			
	Drawdown period	Model: Start of the tender process period		KGG
	Tenor	Range: 0 to 30 years Model: 30 years	The upper limit of the range is based on a case study on Dukovany.	KPMG Analysis
	Interest rate ²	Range: 0-3.75%	- An interest rate of 0% is applied pre-COD, which as a result, does not lead to accrued interest pre-COD. - An interest rate of 3.75% rate is applied post-COD, based on the Dutch government bond yield of 2.75% (as of 1 January 2025) plus a 1% risk premium.	KGG, KPMG Analysis
	Arrangement fee	0Bps	Government debt is assumed to be free of arrangement fee	KPMG Analysis
	Commitment fee	0Bps	Government debt is assumed to be free of commitment fee	KPMG Analysis

² In line with the Dukovany case, the post-COD interest rate is set as the government bond yield plus a 1% risk premium. The bond yield is fixed at 2.75% as of 1 January 2025. The 1% premium reflects risk compensation (e.g. cost overruns) and ensures market alignment in the context of State support. A 0% interest rate is applied during construction (pre-COD), resulting in no capitalised interest and lower modeled construction costs. This financing structure is approved by the European Commission for the Dukovany case.

Overview of working assumptions that are used in the funding model – Financing – ECA debt

	Assumption	Range, incl. which assumption is used	Description	Source
ECA debt	Commitment value	Ticket size: EUR 5,000m Model: Depends on the specific scenario	- Debt drawdown follows the schedule of Capex packages. - We assume commitment will start at FID	2 KPMG Analysis, KGG, Sizewell C
	Interest rate	Range: The ECA interest rate will be calculated as the CIRR Model: 5%	- Interest is based on an actual/360 calculation - The margin is assumed to be constant over time - It is now assumed that the interest is accrued until the start of the operations - Is assumed to cover agency fee, guarantee fee, and swap fee - As a working assumption 5% is assumed, which is expected to be at the lower end of the range	KPMG Analysis, KGG
	Arrangement fee 1	Range: 100bps to 200bps Model: 150bps	- The arrangement fee is charged by a lender for setting up a loan. It is paid at the commitment date, treated as an expense, and will be funded by equity - Expressed as a percentage of the total commitment	KPMG Analysis
	Commitment fee 1	Model: 35% on the interest margin	- Is a charge that a lender imposes for making funds available to a borrower under a line of credit or loan commitment - Expressed as an annual percentage on the margin of the undrawn funds	KPMG Analysis
	Tenor	Range: 0 to 22 years Model: 20 years	Is to be measured from the start of operations (after the ramp-up period) as per OECD guidelines	KPMG Analysis
	Repayment is pari-passu		- Debt repayments to lenders will linear and Pari-Passu (equal footing), as every lender will require a similar risk profile as other lenders - Debt repayments begin after the ramp-up period at the start of operations.	KPMG Analysis

Notes:

- 1 These values are based on general project finance inputs.
- 2 Debt is drawn proportionally to the remaining Capex, based on the ratio of the committed facility to the outstanding investment need. This ensures that the full commitment is precisely drawn by COD, aligning drawdown with the construction timeline. Additionally, ticket size is based on the GBP 5,000 million debt commitment at FID by the French ECA for Sizewell C. For simplicity, we assume EUR equals GBP.

Overview of working assumptions that are used in the funding model – Financing – Senior debt

	Assumption	Range, incl. which assumption is used	Description	Source
Senior debt	Commitment	Ticket size: EUR 5,000m Model: Depends on the specific scenario	- Debt drawdown follows the schedule of Capex packages. - We assume commitment will start at 3 years before ramp-up	BNP Paribas Dutch Nuclear Newbuild program p.17, KGG
	Interest rate	Model: 8%	- Interest is based on an actual/360 calculation - The margin is assumed to be constant over time - It is now assumed that the interest is accrued until the start of the operations, - Is assumed to cover agency fee, guarantee fee, and swap fee	KGG
	Arrangement fee ¹	Range: 100bps to 200bps Model: 150bps	- The arrangement fee is charged by a lender for setting up a loan. It is paid at the commitment date, treated as an expense, and will be funded by equity - Expressed as a percentage of the total commitment	KPMG Analysis
	Commitment fee ¹	Model: 35% on the interest margin	- Is a charge that a lender imposes for making funds available to a borrower under a line of credit or loan commitment - Expressed as an annual percentage on the margin of the undrawn funds	KPMG Analysis
	Tenor	Range: 7 to 20 years Model: 20 years	- Is to be measured from the start of operations (after the ramp-up period) - Assumed to be in line with ECA financing	KPMG Analysis
	Repayment is pari-passu		- Debt repayments to lenders will linear and Pari-Passu (equal footing), as every lender will require a similar risk profile as other lenders - Debt repayments begin after the ramp-up period at the start of operations.	KPMG Analysis

Notes:

- ¹ These values are based on general project finance inputs.
- ² Debt is drawn proportionally to the remaining Capex, based on the ratio of the committed facility to the outstanding investment need. This ensures that the full commitment is precisely drawn by COD, aligning drawdown with the construction timeline. In addition, according to BNP Paribas, debt ticket sizes vary substantially by investor type, ranging from EUR 50m to EUR 1,000m, and can be combined with multiple investors to achieve the required total financing.

Overview of working assumptions that are used in the funding model – Financing

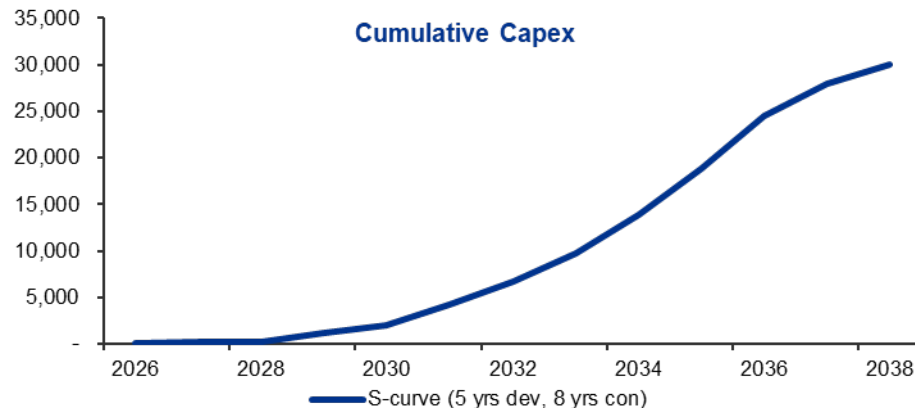
	Assumption	Range, incl. which assumption is used	Description	Source
General debt assumptions	Drawing order	n.a.	Commitments that are active simultaneously are drawn in proportion to each other	KPMG Analysis
	Refinancing	2 refinancing options	- The refinancing option is currently not used, but it is built into the model and has the same options as the debt module for the construction phase - Refinancing is assumed to be used in the operations phase - The market for private financing is not expected to cover full refinancing at once, hence it is possible to partially refinance debt	KPMG Analysis
	Target debt ratio	Depending on scenario	In case specific ratios should be targeted this requires optimisation of the various funding sources.	KPMG Analysis

Appendix

Appendix I: Capital expenditure distribution assumption

Capex assumption - Project Split

€m	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038
Year	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Phase	Feasibility	Feasibility	Feasibility	Development	Development	Construction	Construction	Construction	Construction	Construction	Construction	Construction	Construction
New S-curve (5 dev, 8 con)	100	100	100	900	900	2,100	2,500	3,000	4,200	5,000	5,600	3,400	2,100
%	0.3%	0.3%	0.3%	3.0%	3.0%	7.0%	8.3%	10.0%	14.0%	16.7%	18.7%	11.3%	7.0%
Cumulative	100	200	300	1,200	2,100	4,200	6,700	9,700	13,900	18,900	24,500	27,900	30,000
%	0.3%	0.7%	1.0%	4.0%	7.0%	14.0%	22.3%	32.3%	46.3%	63.0%	81.7%	93.0%	100.0%



All Capex figures are in real 2025 terms.

The figure on the left side shows the cumulative distribution of the Capex over the development and construction phase and reflects the assumed 's-shape' or yearly timing of the Capex assumptions.



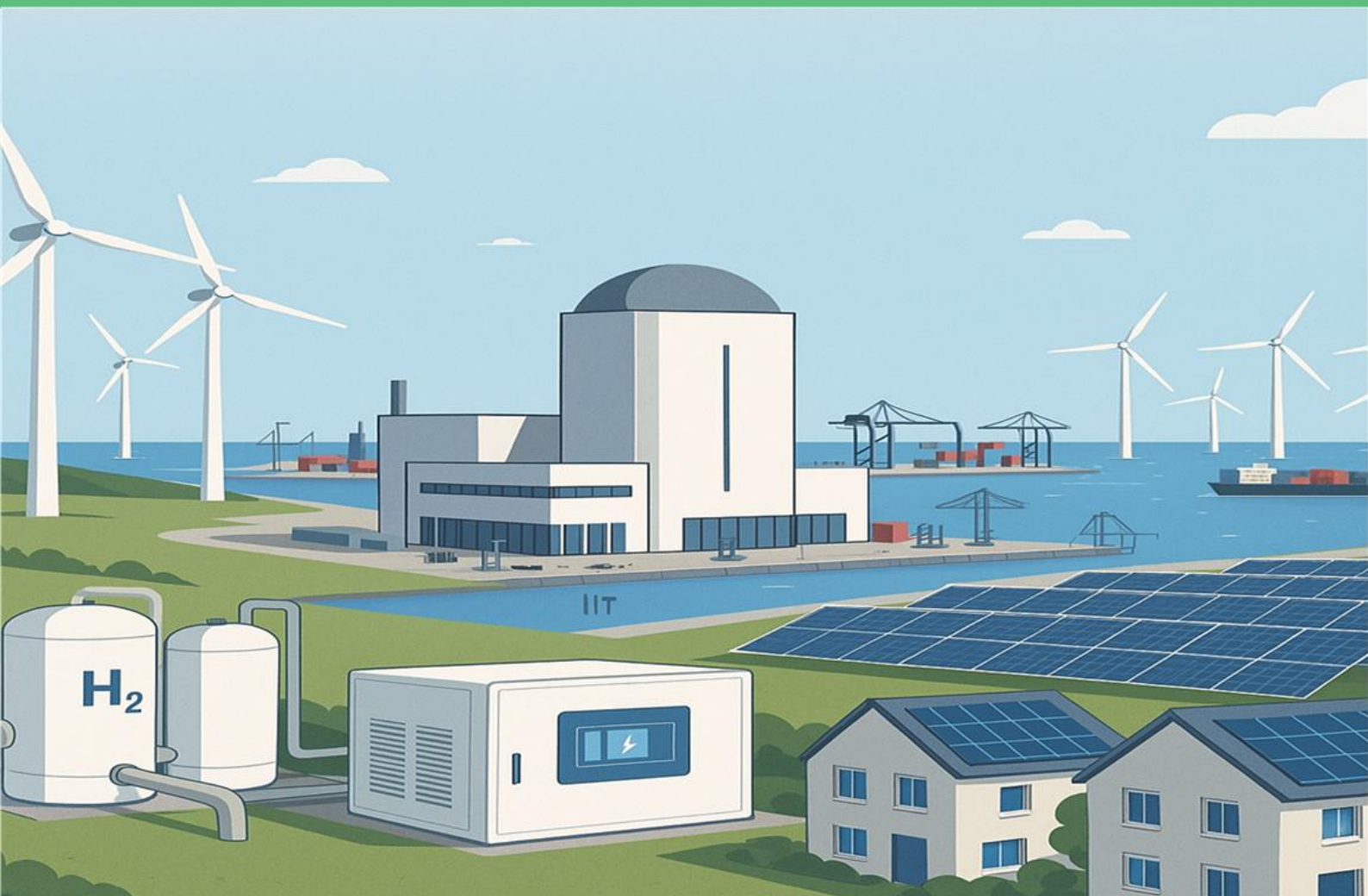
This presentation has been prepared exclusively for the benefit and internal use of the client of KPMG Corporate Finance, part of KPMG Advisory N.V. ("KPMG Corporate Finance") to whom it is directly addressed and delivered (the "Company") in order to assist the Company in evaluating, on a preliminary basis, our offering and does not carry any right of publication or disclosure, in whole or in part, to any other party. This presentation is for discussion purposes only and is incomplete without reference to and should be viewed solely in conjunction with the oral briefing provided by KPMG Corporate Finance. Neither this presentation nor any of its content may be disclosed or used for any other purpose without prior written consent of KPMG Corporate Finance.

The information in this presentation is based upon publicly available information and information provided to us by the Company or other third parties and reflects prevailing conditions and our views as of this date, all of which are accordingly subject to change. In preparing this presentation, we have relied upon and assumed, without independent verification, the accuracy and completeness of any information available from public sources, third parties or information provided to us by or on behalf of the Company or which was otherwise reviewed by us. We do not accept responsibility for such information and, as far as it relates to information provided by the Company, such information remains the responsibility of the management of the Company.

Our analyses are not and do not purport to be appraisals of the assets, stock, or business of the Company or any other entity. KPMG Corporate Finance makes no representations as to the actual value which may be received in connection with a transaction nor the legal, tax or accounting effects of consummating a transaction.

No one should act upon the information included in this presentation without appropriate professional advice after a thorough examination of the particular situation. KPMG Corporate Finance accepts no responsibility or liability to any party in connection with the information or views in this presentation.

The KPMG name and logo are trademarks used under license by the independent member firms of the KPMG global organisation



RAPPORT

Milieuimpactanalyse kernenergie in de energiemix

Klant: Ministerie van Klimaat en Groene Groei

Referentie: 724276

Status: Definitief/02

Datum: 30 juli 2025

PONDERA CONSULT B.V.

Amsterdamseweg 13
6814 CM Arnhem
Netherlands
Industry & Buildings
Kamer van Koophandel nr.: 08156154

Telefoon: +31 (0)88-7663372
E-mail: info@ponderaconsult.com
Website: ponderaconsult.com

Titel document:	Milieuimpactanalyse kernenergie in de energiemix
Ondertitel:	
Referentie:	724276
Status:	Definitief/02
Datum:	30 juli 2025
Projectnaam:	Milieuimpactanalyse kernenergie in de energiemix
Projectnummer:	724276
Auteur(s):	Martijn ten Klooster, Cato van de Meeberg, Joeri Vendrik, Marieke Nauta, Joppe van Gemert
Klant:	Ministerie van Klimaat en Groene Groei. Projectleider: Kjell Spillekom
Datum:	
Classificatie:	Open

Behoudens andersluidende afspraken met de Opdrachtgever, mag niets uit dit document worden verveelvoudigd of openbaar gemaakt of worden gebruikt voor een ander doel dan waarvoor het document is vervaardigd. Pondera Consult B.V. aanvaardt geen enkele verantwoordelijkheid of aansprakelijkheid voor dit document, anders dan jegens de Opdrachtgever.

Let op: dit document bevat mogelijk persoonsgegevens van medewerkers van Pondera Consult B.V. Voordat publicatie plaatsvindt (of anderszins openbaarmaking), dient dit document te worden geanonimiseerd of dient toestemming te worden verkregen om dit document met persoonsgegevens te publiceren. Dit hoeft niet als wet- of regelgeving anonimiseren niet toestaat.

Samenvatting

Aanleiding en doel

De Nederlandse overheid heeft als doelstelling een klimaatneutraal energiesysteem in 2050. In het coalitieakkoord van kabinet-Rutte IV (2021) werd vastgelegd dat kernenergie een grotere rol moet krijgen binnen de energiemix.¹ Dit omvat zowel de verlenging van de levensduur van de bestaande kerncentrale in Borssele als de bouw van twee nieuwe centrales. In het regeerakkoord van kabinet-Schoof (2024) is deze ambitie voortgezet, met aanvullend de aankondiging van de voorbereiding op voor nog twee extra nieuwe kerncentrales.²

Bij de besluitvorming over uitbreiding van de kernenergiecapaciteit spelen uiteenlopende aspecten een rol, zoals kosten, ruimtelijke inpassing, systeemimpact, milieueffecten, technologische ontwikkelingen en geopolitieke overwegingen. Het doel van dit onderzoek is op strategisch afwegingsniveau inzicht te bieden in de verschillen in milieueffecten van een klimaatneutraal energiesysteem met een variërend aandeel kernenergie in de mix van verschillende energiebronnen.

Invulling energiemix in 2050

Het onderzoek, gebaseerd op bestaande onderzoeken, vergelijkt een energieproductiemix in 2050 met vier scenario's voor het aandeel kernenergie:

- Scenario 1: Alleen de bestaande kerncentrale Borssele (0,5 GW);
- Scenario 2: Borssele + 2 nieuwe kerncentrales (totaal 3,7 GW);
- Scenario 3: Borssele + 4 nieuwe kerncentrales + 7 SMR's (totaal 8,3 GW);
- Scenario 4: Geen kernenergie (nul alternatief).

In deze scenario's zal ook gekeken worden naar de samenstelling van de volledige energieproductiemix om tot een klimaatneutraal energiesysteem voor Nederland in 2050. Dit betreft onder meer energie opwek met windturbines en zonnepanelen. De toekomstige energieproductiemix vereist daarnaast aanvullend ondersteunende installaties voor onder meer conversie en opslag van energie. Deze zijn onderdeel van de scenario's. De hoeveelheid kernenergie heeft impact op de benodigde installaties van andere energie opwek technologieën en ondersteunende installaties, maar het is onzeker welke installaties het meer of mindere aan kernenergie opvangen. Er is niet één alternatief aan te wijzen per kernenergie-scenario. Daarom is in drie variaties per scenario in beeld gebracht waarmee het meerdere of mindere aan kernenergie wordt opgevangen:

- Variant A: kernenergie varieert met zon en wind op land;
- Variant B: kernenergie varieert met wind op zee;
- Variant C: kernenergie heeft geen impact op hoeveelheid zon en wind (op zee en op land)

In alle varianten geldt dat de elektriciteitsvraag sterk toeneemt ten opzichte van nu. Hierdoor is – ongeacht de mate van inzet van kernenergie – een forse uitbreiding nodig van de capaciteit van wind en zon, batterijen, elektrolyse en waterstofopslag. In de variant met de meeste kernenergie (scenario 3) wordt circa 10% van de elektriciteitsproductie door kernenergie geleverd.

¹ Coalitieakkoord 'Omzien naar elkaar, vooruitkijken naar de toekomst' | Publicatie | Rijksoverheid.nl

² Regeerprogramma kabinet-Schoof | Publicatie | Rijksoverheid.nl

Onderzochte milieueffecten

In deze studie zijn per energiesysteemvariant eerst afzonderlijk de verschillende onderdelen van het energiesysteem beoordeeld op vooraf geselecteerde milieuaspecten. De onderzochte onderdelen zijn windenergie (op land en op zee), zonne-energie en kernenergie. Voor de productie van elektriciteit op grote schaal zijn op grond van de huidige stand der techniek geen andere bronnen van hernieuwbare energie realistisch gezien de kenmerken van Nederland. Daarnaast zijn ondersteunende installaties meegenomen die bijdragen aan de leveringszekerheid van het energiesysteem, zoals systeembatterijen, elektrolyzers, waterstofcentrales en waterstofopslag. Hierna worden de milieuaspecten toegelicht.

Geluid

Voor alle onderdelen van de energiemix – met uitzondering van wind op zee – geldt dat zij in meer of mindere mate geluid produceren richting gevoelige objecten, zoals woningen. Wind op land en systeembatterijen kunnen door hun omvang en verspreide aantallen mogelijk tot meer geluid leiden, wat hinder kan veroorzaken voor omwonenden. Zonne-energie daarentegen veroorzaakt nauwelijks geluid. Installaties zoals kerncentrales, elektrolyzers en waterstofcentrales bevinden zich doorgaans op een beperkt aantal, veelal industriële, locaties en kennen een beperkte geluidhindercontour. Wanneer deze installaties op een industrieterrein worden geplaatst, is deze contour in een aantal gevallen al vastgelegd voor het gehele terrein. Varianten met minder wind op land en meer kernenergie scoren om die reden beter op dit aspect.

Ecologie

Negatieve ecologische effecten kunnen ontstaan door ruimtebeslag, emissies (zoals stikstofuitstoot en het lozen van koelwater), en verstoring van flora en fauna. Windturbines kunnen aanvaringsslachtoffers veroorzaken onder vogels en vleermuizen; bij wind op zee speelt daarnaast verstoring door onderwatergeluid een rol. Het gebruik van koelwater bij kerncentrales en waterstofinstallaties kan de waterkwaliteit en -temperatuur beïnvloeden, met mogelijke gevolgen voor daarmee samenhangende ecosystemen. In alle energiesysteemvarianten worden aanzienlijke ecologische effecten verwacht, voornamelijk door het grote aantal benodigde installaties. Om die reden zijn de energiesysteemvarianten gelijk beoordeeld op dit milieuaspect.

Ruimtelijke functies

De plaatsing van energie-installaties kan gevolgen hebben voor het bestaande ruimtegebruik en toekomstige ontwikkelmogelijkheden in de omgeving. Installaties zoals zonneparken op land vergen veel ruimte en zijn lastig te combineren met andere functies, wat zich vertaalt in een negatieve score op dit aspect. Windparken op land laten zich beter integreren met bestaande functies, zoals landbouw, maar kunnen tegelijkertijd de ontwikkeling van andere ruimtelijke functies – bijvoorbeeld woningbouw – belemmeren. Windparken op zee kennen door hun omvang potentieel een grotere impact op bestaande maritieme activiteiten, aangezien aanpassing of herschikking van deze functies noodzakelijk kan zijn. Andere onderdelen van het energiesysteem, zoals kerncentrales en waterstofopslag, hebben een beperktere invloed op ruimtelijke functies op nationaal niveau, vanwege het relatief geringe aantal installaties, ondanks de ruimtelijke footprint per installatie. Energiesysteemvarianten met relatief veel zon op land en wind op zee scoren daardoor minder goed op dit aspect in vergelijking met andere varianten.

Externe en nucleaire veiligheid

De beoordeling van externe en nucleaire veiligheid is gebaseerd op twee factoren: de kans op een incident en het mogelijke effectbereik bij een incident. Installaties zoals zon-PV, windturbines en elektrolyzers hebben doorgaans een beperkt effectbereik en lage faalkansen. Eventuele incidenten blijven over het algemeen lokaal en goed beheersbaar. Grotere installaties, zoals waterstofcentrales en grootschalige waterstofopslag, kunnen in uitzonderlijke situaties bovenlokale effecten veroorzaken – met name door brand of ophoping van waterstof bij lekkage. Kerncentrales hebben potentieel het grootste

effectbereik bij een ernstige calamiteit, met mogelijk landelijke tot internationale gevolgen, zoals radioactieve besmetting. De kans op een dergelijk incident is echter uiterst klein, dankzij strikte internationale veiligheidsnormen en het ontwerpprincipe van 'defence-in-depth'.

Energiesysteemvarianten met een hoger aandeel kernenergie scoren op dit aspect lager, vanwege het grotere aantal kernenergie-installaties en het daarmee theoretisch verhoogde cumulatieve risico. Hoewel de kans op ernstige incidenten zeer beperkt blijft, brengen kerncentrales een uniek risicoprofiel met zich mee ten opzichte van andere energietechnologieën.

Landschap en cultuurhistorie

Landschapsstructuren en cultuurhistorische elementen worden beschermd vanwege hun bijzondere waarde. De plaatsing van energie-installaties kan deze waarden aantasten, bijvoorbeeld door het verwijderen van karakteristieke elementen of door landschappelijke veranderingen. De mate van aantasting verschilt per techniek, afhankelijk van het aantal installaties, de benodigde ruimte (zoals bij zonneparken op land) en de visuele impact (bijvoorbeeld door de hoogte van windturbines). Zon en wind op land scoren relatief ongunstig op dit milieuaspect: zonneparken beslaan grote oppervlakten weiland, terwijl windturbines het landschap visueel kunnen domineren. Andere onderdelen van het energiesysteem, zoals kerncentrales en waterstofinstallaties, worden meestal op industrieterreinen geplaatst en omvatten een beperkter aantal installaties, waardoor hun nationale impact op landschappelijke waarden geringer is.

Aangezien in alle scenario's een substantiële inzet van zon op land noodzakelijk is, zijn de varianten op dit aspect gelijk beoordeeld. Varianten met een sterke focus op opwek op land hebben echter relatief gezien een grotere impact, doordat ook het aandeel wind op land hoger ligt in vergelijking met andere varianten.

Water

Kerncentrales, elektrolyzers en waterstofcentrales maken gebruik van koelwater, dat wordt onttrokken, ingezet voor koeling en vervolgens weer geloosd. Deze lozing kan gevolgen hebben voor zowel de waterhuishouding als de waterkwaliteit. Bij alle drie de installatievormen kunnen vergelijkbare thermische en chemische emissies via het koelwater optreden. Energiesysteemvarianten die uitgaan van vier nieuwe kerncentrales en zeven Small Modular Reactors (SMR's) – zoals in scenario 3 – verbruiken relatief meer koelwater dan andere varianten. Daarom scoren deze varianten minder gunstig op dit milieuaspect.

Radioactief afval

Kernenergie is de enige energietechnologie die gepaard gaat met radioactief afval. De productie van kernenergie genereert afval dat langdurig en veilig moet worden opgeslagen. Voor scenario's met een beperkte inzet van kernenergie is de bestaande opslagcapaciteit binnen het terrein van COVRA voldoende. In scenario 3, waarin vier nieuwe grote kerncentrales en zeven Small Modular Reactors (SMR's) zijn voorzien, zal naar verwachting uitbreiding buiten de huidige terreinbegrenzing van COVRA nodig zijn. Dit resulteert in een hogere impactscore op dit aspect.

Straling

Kerncentrales en de opslag van radioactief afval brengen een potentiële blootstelling aan ioniserende straling met zich mee. Uit de analyse blijkt dat de stralingstoename bij uitbreiding van kernenergie verwaarloosbaar is ten opzichte van de bestaande natuurlijke achtergrondstraling in Nederland. In alle scenario's met kernenergie blijft de blootstelling minimaal ten opzichte van reeds aanwezige natuurlijke bronnen.

CO₂-emissies

Historisch werd energie voornamelijk opgewekt uit fossiele bronnen, wat leidde tot aanzienlijke CO₂-uitstoot en klimaatverandering. Ook duurzame energie-installaties veroorzaken CO₂-emissies, bijvoorbeeld bij de winning van grondstoffen, de bouw, het transport en de ontmanteling.

Uit de analyse blijkt dat alle onderzochte technologieën minstens 94,6% minder CO₂ uitstoten dan kolencentrales. Hoewel kernenergie op dit vlak het beste scoort, zijn de onderlinge verschillen tussen de duurzame opties klein in vergelijking met fossiele opwek. Alle energiesysteemvarianten zijn daarom gelijk beoordeeld op dit aspect.

Materiaalgebruik

De bouw en exploitatie van energie-installaties vereisen aanzienlijke hoeveelheden en uiteenlopende grondstoffen, zoals zeldzame metalen, uranium en beton. De winning en verwerking van deze materialen kunnen elders tot aanzienlijke milieueffecten leiden. In deze studie is de benodigde hoeveelheid materiaal per geproduceerde terawattuur (TWh) vergeleken met die van kolencentrales. Zowel zonne-energie, windenergie als kernenergie blijken aanmerkelijk minder materialen te vergen dan kolen. Om die reden zijn alle energiesysteemvarianten gelijk beoordeeld op dit aspect. Kernenergie scoort daarbij relatief het best, gezien de lage absolute materiaalbehoefte en het beperkte verbruik van zeldzame grondstoffen.

Scores en belangrijkste bevindingen

Voor elk milieuaspect is per energiesysteemvariant een totaalscore toegekend over de potentiële milieugevolgen. Deze scores zijn samengevat in de onderstaande tabel en lopen van 0 (geen of verwaarloosbare impact) tot 3 (grote impact). Na de tabellen worden de belangrijkste uitkomsten van de milieueffecten van kernenergie en daarna van de verschillende energiesysteem varianten in zijn geheel toegelicht.

Tabel: Overzicht milieueffecten kernenergie bij verschillende scenario's

Milieuaspecten	Scenario 1: 0,5 GW kern	Scenario 2: 3,7 GW kern	Scenario 3: 8,3 GW kern	Scenario 4: 0 GW kern
Geluid	0	1	1	0
Ecologie	0	1	2	0(+)
Ruimtelijke functies	0	1	1	0
Externe & nucleaire veiligheid: reikwijdte bij incidenten	0	3	3	0(+)
Externe & nucleaire veiligheid: kans op incidenten	0	1	2	0(+)
Landschap en cultuurhistorie	0	1	1	0
Water	0	2	3	0(+)
Radioactief afval	1	2	3	0
Straling	0	0	0	0
CO ₂ -emissies	0	1	1	0
Materiaalgebruik	0	1	1	0

Tabel: Totaaloverzicht milieueffecten energiesysteem varianten

Milieuaspecten	Scenario 1: 0.5 GW kern			Scenario 2: 3,7 GW kern			Scenario 3: 8,3 GW kern			Scenario 4: 0 GW kern		
	1A	1B	1C	2A	2B	2C	3A	3B	3C	4A	4B	4C
Geluid	3	2	2	3	2	2	2	2	2	3	2	2
Ecologie	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3
Ruimtelijke functies	3	2	2	3	2	2	2	2	2	3	2	2
Externe & nucleaire veiligheid	2	2	2	2	2	2	3	3	3	2	2	2
Landschap en cultuurhistorie	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
Water	2	2	2	2	2	2	3	3	3	2	2	2
Radioactief afval	1	1	1	2	2	2	3	3	3	0	0	0
Straling	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
CO2-emissies	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Materiaalgebruik	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1

Milieueffecten kernenergie

Bij een groter aandeel kernenergie nemen de potentiële milieueffecten toe ten opzichte van nu met name door het aantal extra benodigde installaties. Belangrijke aandachtspunten zijn:

- De hoeveelheid radioactief afval en bijbehorende opslagcapaciteit;
- De aanzienlijke koelwaterbehoefte en de mogelijke impact ervan op oppervlaktewater en daarvan afhankelijke ecologie door koelwaterlozing;
- De theoretische toename van het veiligheidsrisico als gevolg van meerdere kerncentrales (hoewel de kans op calamiteiten in alle gevallen zeer klein blijft).

Hoewel de kans op calamiteiten beperkt blijft, is het potentiële effectbereik bij een dergelijk kernongeval groot. De analyse toont echter geen belemmering voor beleidskeuzes: de aandachtspunten zijn beheersbaar en technisch te mitigeren.

Milieueffecten verschillende energiesysteem varianten

Alle varianten vragen om een forse inzet van hernieuwbare energie en ondersteunende systemen (zoals opslag en elektrolyse). Zelfs bij het hoogste aandeel kernenergie blijft circa 90% van de stroomproductie afkomstig van zon en wind. Dat leidt ertoe dat er geen grote verschillen zijn in de potentiële milieueffecten van de onderzochte varianten.

Voor geen van de scenario's wordt op voorhand verwacht dat deze niet uitvoerbaar zijn. Wel verdienen het gebruik van koelwater en potentiële ecologische effecten bijzondere aandacht. De impact op deze aspecten is voor het aspect ecologie met name relevant bij offshore wind en voor het aspect water door koelwaterlozing bij diverse installaties met hoge waterbehoefte. De naleving van milieukaders vraagt daarom om zorgvuldige inpassing, ontwerp, mitigatie en technische optimalisatie.

De verschillen tussen scenario's zijn vooral zichtbaar op de aspecten externe & nucleaire veiligheid, koelwatergebruik en opslag van radioactief afval—allemaal direct verbonden aan de inzet van

kernenergie. Bij grotere inzet van hernieuwbare opwek op land nemen juist geluidsoverlast en effecten op ruimte, landschap en cultuurhistorie toe.

Tot slot blijkt dat duurzame energieopties, inclusief kernenergie, aanzienlijk beter scoren op materiaalgebruik en CO₂-emissies dan energie opwek uit fossiele bronnen als kolen en gas. Kernenergie presteert hierin zelfs iets beter dan zon en wind.

Algemene conclusie

Op strategisch niveau leidt het onderzoek tot de volgende algemene inzichten over de milieugevolgen van varianten met een verschillend aandeel kernenergie in de energiemix.

- **Diversiteit in energiebronnen is noodzakelijk**

Gezien de omvang van de energietransitie en de uiteenlopende milieueffecten van verschillende bronnen, is het niet realistisch om te streven naar een klimaat neutrale, robuuste energievoorziening op basis van één enkele technologie.

- **Elke energiebron kent specifieke milieueffecten**

Zowel kernenergie als wind- en zonne-energie brengen potentieel aanzienlijke milieueffecten met zich mee bij de inzet die nodig is om doelstellingen in het energie- en klimaatbeleid te realiseren. Bij zonne-energie betreft dit met name landgebruik, bij wind op land landschap en geluidshinder, bij wind op zee ruimtegebruik en ecologie en bij kernenergie koelwater en externe veiligheid. Deze effecten verschillen in aard en schaal, en kennen eigen specifieke aandachtspunten bij ruimtelijke plaatsing en projectrealisatie.

- **Zorgvuldige afweging en mitigatie zijn essentieel**

De inzet van grootschalige energieopwekking vereist een integrale benadering waarbij milieueffecten vroegtijdig worden onderzocht en mitigerende maatregelen worden verkend en toegepast.

- **Milieuafweging op systeemniveau biedt meerwaarde**

Door milieueffecten van het energiesysteem als geheel in beeld te brengen, ontstaat een realistisch beeld van de opgave en aandachtspunten voor milieuaspecten. Deze vormen de basis voor afwegingen op verschillende niveaus.

Inhoudsopgave

1.	Inleiding	10
1.1	Aanleiding en doelstelling onderzoek	10
1.2	Uitvoering en betrokken partijen	11
1.3	Relevante projecten en ontwikkelingen	11
1.4	Reikwijdte en detailniveau onderzoek	11
1.5	Leeswijzer	12
2	Beleidskaders ontwikkeling energiesysteem	13
3	Onderzochte energiesysteem varianten	15
3.1	Rol kernenergie in het energiesysteem	15
3.2	Aanpak en onderzochte varianten	16
3.3	Uitgangspunten en methodiek	17
3.4	Resultaten per variant	18
3.4.1	Varianten A: Kernenergie in plaats van wind op land en zon	19
3.4.2	Varianten B: Kernenergie in plaats van wind op zee	20
3.4.3	Varianten C: Gelijke productie overige bronnen	21
3.5	Samenvatting kwantitatieve resultaten	22
3.6	Kwalitatieve beschouwingen	23
3.6.1	Impact op energie-infrastructuur	23
3.6.2	Impact op leveringszekerheid voor alle varianten	24
4	Methodiek milieueffectenbeoordeling	26
4.1	Beoordelingsmethodiek	26
4.1.1	Onderdelen van energiesysteem en eenheden	26
4.1.2	Invulling van locaties	30
4.1.3	Omvang huidige installaties en repowering	31
4.2	Milieuaspecten en beoordelingskader	32
4.3	Milieueffecten buiten beschouwing	37
5	Toelichting milieuaspecten en effectrelaties	39
5.1	Geluid	40
5.1.1	Introductie	40
5.1.2	Beleidskader	40
5.1.3	Onderscheidende effecten	41
5.2	Ecologie	43
5.2.1	Introductie	43
5.2.2	Beleidskader	43
5.2.3	Onderscheidende effecten	44
5.3	Ruimtelijke functies	46

5.3.1	Introductie	46
5.3.2	Beleidskader	47
5.3.3	Onderscheidende effecten	47
5.4	Externe en nucleaire veiligheid	52
5.4.1	Introductie	52
5.4.2	Beleidskader	53
5.4.3	Onderscheidende effecten	54
5.5	Landschap en cultuurhistorie	56
5.5.1	Introductie	56
5.5.2	Beleidskader	57
5.5.3	Onderscheidende effecten	57
5.6	Water	59
5.6.1	Introductie	59
5.6.2	Beleidskader	60
5.6.3	Onderscheidende effecten	61
5.7	Radioactief afval	62
5.7.1	Introductie	62
5.7.2	Beleidskaders	64
5.7.3	Onderscheidende effecten	65
5.8	Straling	67
5.8.1	Introductie	67
5.8.2	Beleidskaders	67
5.8.3	Onderscheidende effecten	68
5.9	CO ₂ -emissies	68
5.9.1	Introductie	68
5.9.2	Beleidskader	69
5.9.3	Onderscheidende effecten	69
5.10	Materiaalgebruik	71
5.10.1	Introductie	71
5.10.2	Beleidskader	72
5.10.3	Onderscheidende effecten	73
6	Effectbeoordeling	77
6.1	Geluid	77
6.1.1	Beoordeling energie opwekkers	77
6.1.2	Beoordeling ondersteunende installaties	78
6.1.3	Totaalbeoordeling varianten	79
6.2	Ecologie	80
6.2.1	Beoordeling energie opwekkers	80
6.2.2	Beoordeling ondersteunende installaties	81
6.2.3	Totaalbeoordeling varianten	82
6.3	Ruimtelijke functies	82
6.3.1	Beoordeling energie opwekkers	82
6.3.2	Beoordeling ondersteunende installaties	84

6.3.3	Totaalbeoordeling varianten	84
6.4	Externe en nucleaire veiligheid	85
6.4.1	Beoordeling energie opwekkers	85
6.4.2	Beoordeling ondersteunende installaties	87
6.4.3	Totaalbeoordeling varianten	88
6.5	Landschap en cultuurhistorie	89
6.5.1	Beoordeling energie opwekkers	89
6.5.2	Beoordeling ondersteunende installaties	90
6.5.3	Totaalbeoordeling varianten	91
6.6	Water	91
6.6.1	Kernenergie	92
6.6.2	Elektrolyzers	92
6.6.3	Waterstofcentrales	92
6.6.4	Totaalbeoordeling varianten	92
6.7	Radioactief afval	93
6.8	Straling	94
6.9	CO ₂ -emissies	95
6.10	Materiaalgebruik	96
6.10.1	Beoordeling energie opwekkers	96
6.10.2	Totaalbeoordeling varianten	96
7	Conclusie	97
7.1	Milieueffecten kernenergie	97
7.2	Milieueffecten verschillende energiesysteem varianten	98
7.3	Onzekerheden & Leemten in kennis	100

Bijlagen

Bijlage 1- Vermogens en aantal installaties per energiesysteem variant

Bijlage 2- Verdiepende memo energiesysteem scenario's

Bijlage 3- Verdere verdieping bepaalde milieueffecten

1. Inleiding

1.1 Aanleiding en doelstelling onderzoek

In het coalitieakkoord van het toenmalige kabinet-Rutte IV (2021) is uitgesproken dat kernenergie een grotere rol moet krijgen in de Nederlandse energiemix.³ Dit omvat enerzijds de verlenging van de bedrijfsduur van de bestaande kerncentrale Borssele en anderzijds de ontwikkeling van twee nieuwe kerncentrales. In het meest recente regeerakkoord van kabinet-Schoof (2024) is de ambitie van Rutte IV voortgezet, maar is ook de voorbereidingen van twee extra nieuwe kerncentrales aangekondigd.⁴

Bij de besluitvorming over het toevoegen van kernenergiecapaciteit zijn verschillende aspecten relevant in de afweging, zoals kosten, de omgeving, de impact op het energiesysteem, milieueffecten, toekomstige ontwikkelingen en geopolitieke verhoudingen. Tot op heden is er nog geen expliciete milieuafweging op systeemniveau gemaakt over de keuze voor kernenergie als onderdeel van de energiemix. De Commissie voor de milieueffectrapportage (hierna: Commissie mer) adviseert om voorafgaand aan een eerste besluit over kernenergie een dergelijke afweging op te stellen, waarbij milieuarargumenten die relevant zijn bij de ontwikkeling van kernenergie een expliciete rol spelen.⁵ Tevens is in de zienswijzen op de procedure voor de bedrijfsduurverlenging van de kerncentrale Borssele door meerdere indieners verzocht om ook het nul-alternatief (dus geen opwek van elektriciteit door middel van kernenergie) te onderzoeken.⁶

Het ministerie van Klimaat en Groene Groei (KGG) heeft verzocht een onderzoek uit te voeren gericht op de vraag naar de implicaties van een verschillend aandeel van kernenergie in de energieproductiemix op het milieu. Met dit onderzoek is aanvullende informatie beschikbaar ten behoeve van toekomstige besluitvorming over kernenergieprojecten.

Doel onderzoek

Dit onderzoek had als doel om op strategisch afwegingsniveau inzicht te bieden in de verschillen in milieueffecten van het energiesysteem bij een variërend aandeel kernenergie in de mix aan energiebronnen. Zo zijn de gevolgen van verschillende beleidskeuzeopties voor potentiële milieuaspecten zoals natuur, landschap en hinder betrokken bij besluitvorming. Het onderzoek richt zich op een variërend aandeel kernenergie in de totaal benodigde energieproductiecapaciteit en de overige benodigde productiecapaciteit. De overige capaciteit betreft grotendeels opwek uit duurzame energiebronnen zoals wind- en zonne-energie in overeenstemming met vastgesteld beleid en wettelijke kaders gericht op een CO₂-vrij energiesysteem in 2050. Verschillende varianten van het gehele energiesysteem zijn beoordeeld voor de relevante milieuaspecten in deze analyse om inzicht te bieden in specifieke en potentieel aanzienlijke milieueffecten. Voor dit doel zijn meerdere realistische⁷ en vergelijkbare⁸ varianten van het energiesysteem opgesteld en doorerekend met een variërend aandeel kernenergie.

³ *Coalitieakkoord 'Omzien naar elkaar, vooruitkijken naar de toekomst' | Publicatie | Rijksoverheid.nl*

⁴ *Regeerprogramma kabinet-Schoof | Publicatie | Rijksoverheid.nl*

⁵ *Commissie mer, 'Levensduurverlenging kerncentrale Borssele. Tussentijds toetsingsadvies over het milieueffectrapport'.*

⁶ *Ministerie van Infrastructuur en Waterstaat, 'Reactienota zienswijzen concept-Notitie Reikwijdte en Detailniveau. Kernenergie wetherziening t.b.v. bedrijfsduurverlenging kerncentrale Borssele'.*

⁷ *De varianten moeten 'kloppen', wat betekent dat ten alle tijden aan de vraag naar energie voldaan moet worden. Daar is naast opwek ook opslag, vraagsturing en conversie voor nodig. Daarnaast is ervoor gezorgd dat de varianten aansluiten bij de huidige beleidscontext en dat ruimtelijke/fysieke beperkingen meegewogen zijn.*

⁸ *Dit is cruciaal om een eerlijke vergelijking te kunnen maken tussen varianten met verschillende hoeveelheden kernenergie. Hiervoor is van belang dat elk van de varianten in hetzelfde 'doel' voorziet, namelijk het invullen van de toekomstige energievraag.*

1.2 Uitvoering en betrokken partijen

Het onderzoek is uitgevoerd door een samenwerkingsverband van:

- Pondera Consult & Haskoning – Deskundig op het gebied van milieubeoordelingen van hernieuwbare energie;
- CE Delft – Deskundig in energiemodellering en analyses van het energiesysteem;
- The Binding Energy (België) – Deskundig op het gebied van nucleaire veiligheid, radioactief afval en stralingsbescherming.

1.3 Relevante projecten en ontwikkelingen

Momenteel werkt de Directie Kernenergie van het ministerie van KGG aan verschillende projecten gericht op het vergroten van het opgesteld vermogen aan kernenergie in Nederland. Het eerste project betreft het mogelijk maken van bedrijfsduurverlenging van de kerncentrale Borssele via een wetswijziging. Op grond van het huidige wettelijk kader mag deze centrale uiterlijk tot en met 2033 elektriciteit opwekken. Daarnaast wordt gewerkt aan de voorbereidingen voor een locatiebesluit voor twee nieuw te bouwen kerncentrales.

Naast deze initiatieven wordt verdere uitbouw van het opgesteld vermogen van kernenergie verkend. Uitbouw wordt voorzien door middel van de bouw twee extra kerncentrales of door kerncentrales van een kleiner vermogen, zogenaamde Small Modular Reactors (SMR's), die een flexibelere en schaalbare inzet van kernenergie kunnen bieden. Deze ontwikkelingen zijn betrokken bij de onderzochte varianten die in deze analyse gebruikt zijn voor de effectbeoordeling.

1.4 Reikwijdte en detailniveau onderzoek

Onderdelen energiesysteem

Het onderzoek is gericht op de energieproductiemix voor elektriciteit aangezien kerncentrales gebouwd worden voor elektriciteitsproductie. Productie van waterstof en warmte is een nevenresultaat. Vanwege de nauwe samenhang tussen elektriciteit en waterstof in het toekomstige energiesysteem is ook de impact op het waterstofsysteem meegenomen in de analyses. In dit rapport is over het 'energiesysteem' en over 'energieproductie' gesproken en daarmee wordt verwezen naar het elektriciteitsdeel en waterstofdeel van het energiesysteem.

In hoofdstuk 3 is een toelichting gegeven op de uitgangspunten en onderdelen van de energieproductiemix voor de opwek van elektriciteit. Het onderzoek is gericht op een realistisch systeem, dat wil zeggen dat het energiesysteem functioneert zoals verwacht mag worden en ten alle tijden aan de vraag naar energie voldaan wordt. De samenstelling van de productiebronnen is van invloed op de benodigde energie-infrastructuur en op de benodigde bronnen van flexibiliteit, zoals opslag en conversie. Dit komt doordat de productiebronnen verschillende (technische) eigenschappen hebben. Een duidelijk voorbeeld is opwek uit zon. Energie uit zonnepanelen wordt over dag opgewekt en is niet afgestemd op de vraag naar energie. Opwek met kerncentrales is wel afgestemd op de vraag naar energie.

Ruimtelijke plaatsing

De beleidsmatige ruimtelijke plaatsingsstrategie voor de energieproductiemix staat centraal in specifieke beleidsplannen, -programma's en projecten. Dit ligt buiten de doelstelling van dit onderzoek. De effectbeoordeling voor dergelijke keuzes vindt plaats in het onderzoek dat ten grondslag ligt aan bijvoorbeeld het Programma Noordzee en het Programma Energiehoofdstructuur (PEH). Wel is een globale beschrijving gegeven van typische locaties van de energieproductie installaties of infrastructuur.

Dit is betrokken bij de effectbeoordeling én op basis van expert judgement is beoordeeld of de omvang realistisch (consequent uitvoerbaar) wordt geacht.

Benutting bestaande onderzoeken

Rondom de verschillende energieproductie installaties en -infrastructuur is uitgebreid effectonderzoek uitgevoerd. Dit betreft onder meer de uitbreiding van wind op zee (VAWOZ⁹, Programma Noordzee), bedrijfsduurverlenging van de kerncentrale Borssele, algemeen energiebeleid (Nationaal Plan Energiesysteem) en programmering van energie infrastructuur (Programma Energiehoofdstructuur). Dit rapport over de gevolgen van een variërend aandeel kernenergie in de mix is gebaseerd op expert judgement waarbij gebruik is gemaakt van de diverse recente studies die beschikbaar zijn. Er zijn geen aanvullend detailonderzoek of berekeningen uitgevoerd. Dit heeft geen toegevoegde waarde gezien de onderzoeksopgave. Daarnaast zijn ruimtelijke plaatsing/plaatsingsstrategieën en technische uitvoeringsopties van de technologieën en installaties geen onderdeel van de reikwijdte van deze studie.

Op grond van de doelstelling van deze studie is het onderzoek gericht op de potentiële milieueffecten die mogelijk tot onderscheidende effecten leiden. Effecten waarvan geen onderscheidende milieueffecten worden verwacht, of effecten die bijzonder locatie specifiek zijn dan wel met mitigatie relatief eenvoudig kunnen worden beperkt, zijn buiten beschouwing gelaten. Hier is in hoofdstuk 4 nader op ingegaan. Voor specifieke projecten zal vanzelfsprekend een nadere gedetailleerde effectbeoordeling noodzakelijk zijn ten behoeve van besluitvorming over de locatie en uitvoering van het betreffende plan, programma of project.

1.5 Leeswijzer

Hoofdstuk 2 gaat dieper in op relevante beleidskaders met betrekking tot het Nederlandse energiesysteem en kernenergie. In hoofdstuk 3 zijn de onderzochte energiesysteemvarianten toegelicht.

Hoofdstuk 4 behandelt de methodiek van de effectbeoordeling, inclusief de scoringsmethode, de scope van de milieuaspecten en het beoordelingskader huidige situatie van het energiesysteem. Vervolgens geeft hoofdstuk 5 een nadere toelichting op de milieuaspecten die in de effectbeoordeling zijn meegenomen. Daarnaast wordt uitgelegd welke effecten de energie opwekkers en ondersteunende installaties hebben op de milieuaspecten.

Hoofdstuk 6 presenteert de daadwerkelijke milieueffectbeoordeling. Hierin zijn de energie opwekkers en ondersteunende installaties beoordeeld en is per energiesysteem variant een totaalscore toegekend. Daarna wordt er een totaalbeoordelingstabel gepresenteerd.

In hoofdstuk 7 volgt de conclusie. Hierin wordt weer uitgezoomd: welke verschillen in aandachtspunten komen naar voren uit hoofdstuk 6 tussen de verschillende energiesysteem varianten? En welke kennisleemten zijn binnen dit onderzoek geïdentificeerd?

In bijlage 1 bij dit rapport zijn de uitgangspunten van de verschillende energiesysteemvarianten opgenomen. Hierin staan per onderdeel van het energiesysteem de vermogens en het bijbehorende aantal installaties van de standardeenheid, zoals in dit rapport gehanteerd. In bijlage 2 wordt uitgebreid toegelicht hoe de energiesysteemvarianten zijn opgebouwd en tot stand zijn gekomen. Deze bijlagen worden in hoofdstuk 3 nader toegelicht. In bijlage 3 worden enkele milieueffecten of gevoeligheden toegelicht die buiten de scope van deze studie vallen, om een beeld te schetsen van het bredere geheel. Een nadere toelichting volgt in paragraaf 3.4, en bij milieuaspecten die hiermee verband houden wordt naar de bijlage verwezen.

⁹ Met VAWOZ wordt bedoeld op Programma Verbindingen Aanlanding Wind Op Zee 2031-2040.

2 Beleidskaders ontwikkeling energiesysteem

Om de markt te sturen en te ondersteunen bij de ontwikkeling van energieproductieprojecten, is nationaal beleid opgesteld. Dit beleid voldoet aan de wensen van het kabinet en de verplichtingen uit internationale verdragen, zoals het Klimaatverdrag van 1992, aangevuld met onder andere het Verdrag van Parijs (2015), evenals Europese regelgeving, waaronder de Richtlijn voor Duurzame Energie (richtlijn 2009/28/EG, herzien in 2018 en 2023). Daarnaast bieden beleid en wetgeving een kader voor de beoordeling van aanvaardbare milieueffecten.

Nationaal Plan Energiesysteem

Het Nationaal Plan Energiesysteem (NPE) is het beleidskader voor de ontwikkeling van de Nederlandse energievoorziening tot 2050 en benadrukt een maximale inzet op duurzame energiebronnen, energiebesparing en systeemintegratie in lijn met de doelstellingen uit de Klimaatwet.¹⁰ In het NPE staat een langetermijnvisie op het energiesysteem in 2050, de route hiernaartoe en welke bijdrage(n) de Rijksoverheid en andere overheden (zoals gemeenten) moeten leveren. Elke vijf jaar wordt het NPE waar nodig aangepast en geactualiseerd om goed in te kunnen spelen op innovaties en maatschappelijke ontwikkelingen.

Het NPE schetst de verwachte groei van kernenergie binnen de energiemix. Binnen dit kader wordt voor kernenergie een rol voorzien als stabiele en CO₂-vrije energiebron, die bijdraagt aan de leveringszekerheid in een energiesysteem met veel weersafhankelijke bronnen zoals wind- en zonne-energie. In het NPE is een groei voorzien van de capaciteit van kernenergie van 0,5 GW nu naar 3,5 GW in 2035 en mogelijk 7 GW in 2050.¹¹ Naast kernenergie bevat het NPE ook de verwachte groei van de overige onderdelen van het energiesysteem (energievraag, hernieuwbare opwek, opslag, conversie) geschetst. Bij de energiesysteem varianten wordt hierbij aangesloten.

Programma Energiehoofdstructuur

Het Programma Energiehoofdstructuur (PEH) biedt een kader voor de ruimtelijke inpassing van nationale energie-infrastructuur benodigd voor de toekomstige energievoorziening.¹² Het PEH is erop gericht om tijdig te zorgen voor voldoende ruimte voor de nationale energiehoofdstructuur, op basis van een integrale afweging met andere opgaven en belangen. Het PEH hanteert als tijdshorizon de periode 2030 tot 2050 en betreft het gehele Nederlandse grondoppervlak met uitzondering van de Noordzee. Voor de Noordzee wordt in het programma Verkenning Aanlanding Windenergie op Zee (in voorbereiding) de energie infrastructuur geprogrammeerd.

Het PEH beschrijft de ruimtelijke voorwaarden en indicaties voor mogelijke kerncentrale locaties. Dit beleid bouwt voort op bestaande ruimtelijke kaders en bevestigt Borssele en de Maasvlakte als waarborglocaties voor kernenergieproductie.¹³ Het PEH benadrukt het belang van veiligheid, bereikbaarheid en minimale impact op de leefomgeving bij de selectie van locaties voor kerncentrales.

¹⁰ Rijksoverheid (2023), *Nationaal Plan Energiesysteem*.

¹¹ De doelstelling vanuit het NPE ligt iets lager dan de bovengrens aan kernenergie die binnen de scenario's bekeken is. De bovengrens binnen de onderzochte scenario's ligt op 8,3 GW en is gebaseerd op het Programma Energiehoofdstructuur.

¹² Rijksoverheid (2024), *Programma Energiehoofdinfrastructuur*.

¹³ Hoewel het PEH aanvankelijk de Eemshaven uitsloot als toekomstige kernenergielocatie, wordt deze locatie momenteel nog onderzocht door het kabinet waarmee de locatie nog niet is uitgesloten. Daarnaast wordt Terneuzen onderzocht als potentiële locatie voor nieuwe kerncentrales. Op de waarborglocaties worden bepaalde ontwikkelingen, zoals woningbouw, uitgesloten of beperkt indien deze de geschiktheid van deze locaties voor kerncentrales kunnen beperken.

Nationaal Programma Regionale Energiestrategie

Het Nationaal Programma Regionale Energiestrategie (NPRES) ondersteunt de dertig Nederlandse RES-regio's bij het opstellen en uitvoeren van hun regionale energiestrategieën (RES).¹⁴ Het programma is ontstaan uit het Klimaatakkoord van 2019 en heeft als doel om de overgang naar duurzame energie in Nederland te versnellen door samenwerking tussen rijk, provincies, gemeenten, waterschappen en netbeheerders te faciliteren.

In de RES'en maken regio's plannen voor het opwekken van elektriciteit uit zon en wind, de inzet van warmtebronnen en het inpassen van deze opwekking in het landschap en de energie-infrastructuur. Het NPRES ondersteunt dit proces met kennis, monitoring, procesbegeleiding en het delen van ervaringen tussen regio's. Het NPRES signaleert ook knelpunten, zoals netcongestie, ruimtelijke inpassing, natuurbehoud en maatschappelijke zorgen, en stimuleert regio's om samen met het Rijk en andere partijen tot oplossingen en keuzes te komen om de energietransitie haalbaar en uitvoerbaar te maken. Een belangrijk doel is om in 2030 gezamenlijk minimaal 35 terawattuur (TWh) aan duurzame elektriciteit op te wekken, zoals afgesproken in het Klimaatakkoord.

Programma Noordzee

Het Programma Noordzee 2022-2027 is het beleidsplan van de Nederlandse overheid voor het gebruik en de ruimtelijke indeling van de Noordzee in de periode 2022-2027.¹⁵ Het programma beschrijft hoe verschillende functies en belangen – zoals natuur, visserij, energie, scheepvaart, zandwinning en veiligheid – in de Noordzee op een duurzame en efficiënte manier op elkaar worden afgestemd. Belangrijke thema's zijn het versterken van het ecosysteem, de overgang naar duurzame voedsel- en energievoorziening (zoals windparken), en het behoud van een goede milieutoestand in een van de drukst gebruikte zeeën ter wereld. Het programma bevat ook een structuurvisiekaart waarop onder meer nieuwe windenergiegebieden zijn aangewezen, passend bij de klimaatdoelstellingen tot 2030. Daarnaast geeft het Programma Noordzee invulling aan Europese verplichtingen voor maritieme ruimtelijke planning en vormt het een integraal onderdeel van het Nationaal Waterprogramma.

Kaders omgevingseffecten

Op internationaal, nationaal, regionaal en gemeentelijk niveau zijn regelgeving, programma's en richtlijnen van kracht die doelstellingen en/of grenzen stellen aan aanvaardbare milieueffecten. Bijvoorbeeld normen ten aanzien van geluid, natuurdoelstellingen, etc. Deze regelgeving is relevant bij de beoordeling van de milieueffecten. In hoofdstuk 5 van dit rapport wordt per milieuaspect ingegaan op de hoofdlijnen van de relevante kaders die in het kader van deze studie relevant zijn om te benoemen.

¹⁴ [Nationaal Programma Regionale Energiestrategie](#).

¹⁵ [Programma Noordzee 2022-2027](#).

3 Onderzochte energiesysteem varianten

Deze studie heeft als doel om inzicht te bieden in de verschillen in milieueffecten van het energiesysteem bij een variërend aandeel kernenergie in de mix aan energiebronnen. Hiervoor zijn verschillende varianten voor de invulling van het energiesysteem, met verschillende hoeveelheden kernenergie, gemodelleerd. In dit hoofdstuk wordt besproken welke varianten uitgewerkt zijn, wat de uitgangspunten en gehanteerde methodiek zijn en wat de resultaten zijn per variant. Daarvoor wordt eerst een algemene beschouwing op de (potentiële) rol van kernenergie in het energiesysteem gegeven.

3.1 Rol kernenergie in het energiesysteem

Nederland heeft het doel om in 2050 klimaatneutraal te zijn. Voor het bereiken van klimaatneutraliteit is een transitie van het energiesysteem voorwaardelijk, omdat het gebruik van fossiele energiebronnen gepaard gaat met uitstoot van broeikasgassen. De transitie vraagt aanpassingen aan zowel de aanbod- als vraagkant. Er zijn alternatieve energiebronnen nodig die bij gebruik weinig of geen broeikasgassen uitstoten en daarnaast moeten aan de infrastructuur en aan de gebruikerskant aanpassingen gedaan worden.

Elektriciteit speelt al lang een belangrijke rol in het energiesysteem en deze rol zal naar verwachting met de energietransitie alleen maar groter worden. Het is namelijk een energiedrager die goed zonder gebruik van fossiele energiebronnen geproduceerd kan worden. Systemen en toepassingen kunnen veelal goed ingericht worden voor het gebruik van elektriciteit (denk aan bijvoorbeeld elektrische auto's, warmtepompen voor verwarming van huizen) en processen op elektriciteit zijn ook efficiënt (meestal efficiënter dan de huidige fossiele processen).

Er zijn verschillende mogelijke bronnen van niet-fossiele elektriciteit, waarvan kernenergie er één is.¹⁶ Met name windturbines en zonnepanelen worden al steeds meer gebruikt en vormen een substantieel aandeel in de elektriciteitsvoorziening in Nederland. In 2024 kwam de elektriciteitsproductie voor ongeveer 45% van zonnepanelen en windturbines.¹⁷ Omdat de elektriciteitsvraag richting 2050 drie tot vier keer zo groot wordt, zal ook het aanbod van elektriciteit nog sterk moeten groeien. Welke bronnen tegen 2050 allemaal een rol spelen en de mate waarin is onzeker, en hiervoor is ook niet één goed antwoord. Naast wind en zon kunnen elektriciteitsproductie van kerncentrales, waterstofcentrales, biomassacentrales en fossiele energieproductie met CCS (Carbon Capture and Storage (CO₂-afvang en opslag)) en beperkt beschikbare bronnen zoals waterkracht en geothermie ook een rol spelen.

Hoewel kerncentrales een deel van de energiemix kunnen vormen in 2050, zal het aandeel in de totale elektriciteitsproductie beperkt zijn. De ontwikkeling van een kerncentrale kost namelijk veel tijd (ongeveer 15 jaar). Zelfs als naast de bestaande kerncentrale in Borssele er nog vier nieuwe grote kerncentrales gebouwd zijn (en eventueel nog een aantal SMRs), zal de totale elektriciteitsproductie niet veel meer dan 10% van de elektriciteitsvraag in 2050 kunnen invullen. Dit betekent dat er ook bij de ontwikkeling van nieuwe kerncentrales nog een forse groei van het aantal windturbines en zonnepanelen nodig is.

Een belangrijke voorwaarde voor een goed functionerend energiesysteem is dat vraag en aanbod altijd in balans moeten zijn. Het is voor de verduurzaming van het energiesysteem namelijk niet alleen van belang dat er voldoende productie is van niet-fossiele bronnen, maar ook dat deze elektriciteit op het juiste moment geproduceerd wordt. Afnemers willen namelijk op elk moment van het jaar elektriciteit kunnen gebruiken. Windturbines en zonnepanelen hebben allebei een fluctuerend productieprofiel doordat het aanbod van wind en zon varieert over tijd. Kerncentrales zijn, doordat de inzet niet beperkt wordt door de

¹⁶ Naast toepassing voor de productie van elektriciteit kunnen kerncentrales ook ingezet worden voor productie van warmte en waterstof, maar productie van elektriciteit zal de hoofdtoepassing zijn.

¹⁷ [Helpt elektriciteitsproductie uit hernieuwbare bronnen | CBS](#)

beschikbaarheid van de bron (uranium), een constantere of meer flexibele energiebron.¹⁸ Vanwege hoge investeringskosten is het wenselijk om kerncentrales gedurende een groot deel van het jaar te laten draaien.

Kernenergie heeft dus een andere wijze van inzet binnen het energiesysteem dan windturbines en zonnepanelen. Zowel in een systeem met meer kernenergie als in een systeem meer windturbines en zonnepanelen zullen ondersteunende installaties nodig zijn om vraag en aanbod van energie in balans te brengen. Dit zijn bijvoorbeeld batterijen, elektrolyzers (voor productie van waterstof), waterstofcentrales (voor productie van elektriciteit uit waterstof op momenten van schaarste) en waterstofopslag (voor het balanceren van vraag en aanbod van waterstof). Voor het balanceren van vraag en aanbod op korte termijn zullen waarschijnlijk vooral (systeem)batterijen gebruikt worden. Om de onbalans tussen vraag en aanbod van elektriciteit voor langere periodes op te vangen zijn elektrolyzers logischer om in te zetten. De geproduceerde waterstof kan vervolgens weer terug omgezet worden naar elektriciteit (met waterstofcentrales) of kan als zodanig gebruikt worden (als brand- of grondstof). De mate waarin opslag en omzetting van elektriciteit nodig zijn is afhankelijk van de productiemix en dus ook van de mate waarin kerncentrales een rol hebben in het systeem. In een energiesysteem met meer kerncentrales zullen minder ondersteunende installaties nodig zijn dan in een systeem met meer windturbines en zonnepanelen, doordat de inzet van kerncentrales beter af te stemmen is op de vraag naar elektriciteit.

3.2 Aanpak en onderzochte varianten

In dit onderzoek zijn vier mogelijke scenario's uitgewerkt, met een verschillende mate van gebruik van kernenergie. Dat gaat om de volgende vier scenario's:

1. Behoud van de bestaande kerncentrale in Borssele (KCB) – 0,5 GW¹⁹
2. Behoud bestaande KCB-centrale en twee nieuwe centrales van het grootste type – 3,7 GW
3. Uitrol volgens het 'Zeer Sterke Knopen met Kernenergie'-scenario van PEH – 8,3 GW
4. Geen kerncentrales

Om een goed beeld te krijgen van de milieueffecten door inzet van kerncentrales, is het nodig om een beeld te hebben van een realistische alternatieve situatie van het energiesysteem. Hiervoor wordt het volledige energiesysteem doorgerekend. Onder het volledige energiesysteem wordt het geheel van vraag, aanbod en flexibiliteit verstaan, voor alle sectoren en alle energiedragers (elektriciteit, waterstof, groengas, warmte). Dit alles wordt op uurbasis doorgerekend. Het gehanteerde zichtjaar is 2050, om een beeld te geven van de effecten voor het eindbeeld van een klimaat neutrale energievoorziening.

Het is te verwachten dat wanneer er niet of minder op kerncentrales ingezet gaat worden, alternatieve bronnen zoals zonnepanelen en windturbines meer gebruikt zullen worden. Voor elk van de hierboven genoemde kernenergie scenario's zijn drie soorten variaties voor de overige invulling aan de opwekkant bekeken:

- Variant A: kernenergie in plaats van hernieuwbare wind op land en zon. Dit betekent dat bij meer kernenergie minder hernieuwbare wind op land en zon wordt gerealiseerd, en vice versa. Omdat wind op land en zon-pv complementair aan elkaar zijn, wordt aangenomen dat er van beide minder zal zijn.
- Variant B: kernenergie in plaats van wind op zee. Dit betekent dat bij er meer kernenergie juist minder wind op zee wordt gerealiseerd, en vice versa.

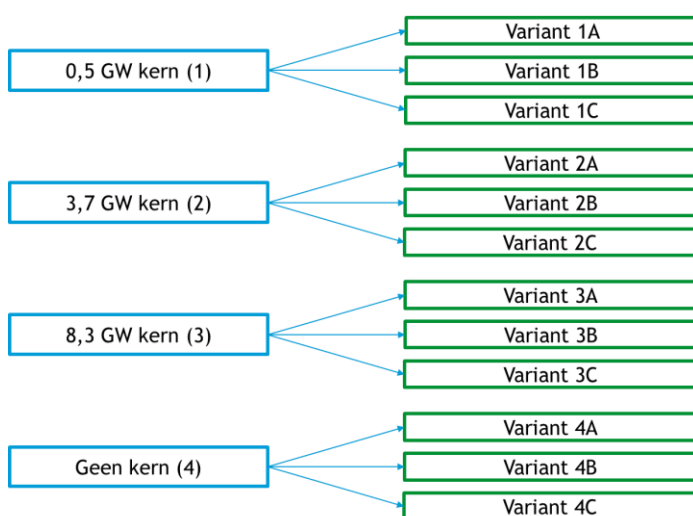
¹⁸ Er zijn wel technische beperkingen waardoor kerncentrales niet volledig stuurbaar zijn.

¹⁹ Volgens de huidige kernenergiewet mag de kerncentrale in Borssele tot einde 2033 energie opwekken. Het huidige kabinet zet in op het langer in bedrijf houden van de kerncentrale, hiervoor is een wetswijziging nodig. Hoe veel langer de kerncentrale open zal blijven is nog niet besloten. In dit onderzoek wordt uitgegaan van 20 jaar voor de scenario's 1, 2 en 3. Bij scenario 4 wordt ervan uitgegaan dat de kerncentrale sluit in 2033.

- Variant C: gelijke productie overige bronnen. Ondanks het gebruik van kernenergie blijft er evenveel geïnstalleerd vermogen van windturbines (op land en op zee) en zonnepanelen. Hierdoor neemt de totale productie van elektriciteit toe bij meer kernenergie en af bij minder kernenergie. Bij de C varianten is de totale productie van elektriciteit dus anders dan bij de A en B varianten.

In Figuur 3-1 staat een schematisch overzicht van de verschillende onderzochte varianten van het energiesysteem.

Figuur 3-1 Overzicht onderzochte varianten van het energiesysteem



3.3 Uitgangspunten en methodiek

Om tot realistische alternatieven te komen, is een volledige doorrekening van energetische varianten met en zonder kernenergie gedaan. Hiervoor is het onafhankelijke integrale energiemodel genaamd Energy Transition Model (ETM) van Quintel gebruikt. In het ETM kunnen aannames en plannen ingesteld worden over de ontwikkeling van energievraag, energieaanbod, flexibiliteit en energieprijzen in een regio. Het model rekent vervolgens op uurbasis door wat de impact van deze ontwikkelingen is op het energiesysteem.

De belangrijkste uitgangspunten waarvan uit is gegaan voor de modellering zijn:

- De analyses zijn uitgevoerd voor zichtjaar 2050. Tussentijdse jaren zijn niet onderzocht. Door het zichtjaar 2050 te hanteren geeft het onderzoek de effecten voor het eindbeeld van een klimaat neutrale energievoorziening.
- Er is bij de A- en B-varianten aangenomen dat 1 TWh productie van kernenergie 1 TWh alternatieve productie 'vervangt'. Daarbij is gecorrigeerd voor verliezen die optreden door opslag, omzetting en afschakeling (*curtailment*) om de effecten van een ander productieprofiel van kernenergie ten opzichte van wind en zon te ondervangen. In feite is dus aangenomen dat de totale energievraag die ingevuld wordt met wind (op land en op zee), zon en kernenergie hetzelfde blijft. Zo zijn de varianten eerlijk te vergelijken. Bij de C-varianten blijft de opwek van zon en wind gelijk bij verschillende hoeveelheden kernenergie en is dit niet het geval.

- Om de effecten van verschillende hoeveelheden kerncentrales te bepalen, is een beeld nodig van een uitgangssituatie van de energievraag, in het zichtjaar 2050. Hiervoor is gebruik gemaakt van een recent gepubliceerde scenariostudie van Netbeheer Nederland, waarin een beeld geschetst is van hoe het energiesysteem van Nederland zich kan ontwikkelen (Netbeheer Nederland, 2025). Er wordt uitgegaan van het scenario 'Koersvaste Middenweg', welke aansluit bij de huidige ontwikkelingen en beleidscontext en daarmee de beste inschatting van de verwachte energievraag in 2050 geeft.
- Voor de manier waarop kerncentrales op de elektriciteitsmarkt ingezet worden (wanneer ze draaien, opstartsnelheden, mate van flexibiliteit inzet et cetera), kunnen verschillende aannames gedaan worden. Er wordt aangesloten bij de wijze van inzet van de kerncentrale(s) van het basisscenario, het scenario 'Koersvaste Middenweg' van de recent gepubliceerde scenariostudie van Netbeheer Nederland (Netbeheer Nederland, 2025). De inzet van kerncentrales in dit scenario is bepaald in het ETM en is gebaseerd op een merit-order inzet: hierbij worden productie-installaties van elektriciteit ingezet op basis van hun marginale kosten en een dergelijke inzet is economisch optimaal.
- Met de modellering wordt, naast de inzet van energie opwekkers, ook de inzet van flexibele installaties (deze worden in het vervolg ondersteunende installaties genoemd) bepaald. Dit zijn systeembatterijen, elektrolyzers, waterstofcentrales en waterstofopslag. Het effect van de inzet van andere onderdelen van het energiesysteem (bijvoorbeeld power-to-heat) is niet bepaald, omdat deze bij de gedane aannames niet sterk afhankelijk zijn van de inzet van verschillende hoeveelheden kerncentrales.
- Er is een kwalitatieve analyse gedaan naar de effecten bij een andere ontwikkeling van de energievraag en andere manier van inzet van kerncentrales.

3.4 Resultaten per variant

Met bovenstaande uitgangspunten is het volledige energiesysteem (paragraaf 3.2 beschrijft wat hieronder verstaan wordt) doorerekend voor de twaalf varianten, voor het zichtjaar 2050.

De voornaamste algemene bevindingen zijn:

- In alle varianten is er ten opzichte van nu, los van de inzet van kerncentrales een flinke toename van wind op land, wind op zee, zon-pv (op land en/of op dak), opslag, elektrolyse en waterstofopslag. Dit komt doordat de rol van elektriciteit in het energiesysteem veel groter wordt.
- Tussen de varianten zijn er wel verschillen in hoeveelheden hernieuwbare opwek, maar ook in varianten met veel kernenergie is er een flinke toename hiervan. Kernenergie voorziet zelfs in de variant met de meeste kernenergie (Variant 3A) slechts 10% van de elektriciteitsproductie.
- De hoeveelheid regelbare centrales (in de vorm van waterstofcentrales) blijft redelijk gelijk ten opzichte van huidige situatie, maar er is wel andere brandstof (nu kolen/aardgas en dan naar verwachting waterstof). De hoeveelheid geïnstalleerd vermogen varieert tussen de varianten afhankelijk van de hoeveelheid kerncentrales (1 GW kerncentrales meer betekent dat 1 GW waterstofcentrales minder nodig is).²⁰
- Er is opslag van waterstof nodig in alle varianten (nu is er ook gasopslag, maar voor aardgas), doordat de vraag naar waterstof niet altijd in lijn is met het aanbod. De hoeveelheid benodigde

²⁰ Dit komt doordat kerncentrales (ongeveer) even flexibel inzetbaar zijn als waterstofcentrales en daarmee een vergelijkbare functie in het energiesysteem vervullen. Ze kunnen beide ingezet worden op momenten van tekort van elektriciteit.

opslag varieert enigszins tussen de varianten, doordat deze afhankelijk is van de mate van inzet van elektrolyzers en regelbare centrales.

Om de impact van verschillende hoeveelheden kernenergie in het energiesysteem op de milieueffecten eerlijk te vergelijken dienen alle A varianten onderling vergeleken te worden, en ook de B en C varianten alleen onderling. Het vergelijken van bijvoorbeeld variant 1A met variant 2B levert geen eerlijke vergelijking op omdat dan niet alleen de hoeveelheid kernenergie verschilt maar ook de bronnen die in de plaats komen van kernenergie. De A en B varianten kunnen ook niet eerlijk vergeleken worden met de C varianten, omdat de totale hoeveelheid elektriciteitsopwekking verschilt.

Het is wel mogelijk om de A, B en C varianten met eenzelfde hoeveelheid kernenergie te vergelijken, om in te schatten wat de (relatieve) milieueffecten zijn van de verschillende alternatieven voor kernenergie (opwek op land, opwek op zee of geen wijzigingen in overige opwek).

Achtereenvolgens worden hieronder de resultaten voor de Varianten A, B en C besproken.

3.4.1 Varianten A: Kernenergie in plaats van wind op land en zon

In Tabel 3-1 staat een overzicht van de vermogens van energie opwekkers, ondersteunende installaties (systeem batterijen, elektrolyzers en waterstofcentrales) en de hoeveelheid benodigde waterstofopslag voor de A varianten.

Tabel 3-1 Vermogens (GW) en hoeveelheid waterstofopslag (TWh) in varianten A

	Huidig (2024)	1A	2A	3A	4A	
Energie opwekkers						
Zon-pv ²¹	24,5	144	129	113	147	GW
Waarvan op dak		99	89	78	101	GW
Waarvan op land		45	40	35	46	GW
Wind op land	6,9	22	18	11	23	GW
Wind op zee	4,7	68	68	68	68	GW
Kernenergie	0,5	0,5	3,7	8,3	0	GW
Ondersteunende installaties						
Systeembatterijen	0,2	42	39	35	42	GW
Elektrolyse	Nihil	37	35	33	37	GW
Waterstofcentrales	22	22	18	14	22	GW
Waterstofopslag	0	18	16	15	18	TWh

In de tabel is te zien dat er in variant 3A 8,3 GW aan kerncentrales staat en er in variant 4A geen kerncentrales zijn (een verschil van 8,3 GW). Het verschil in hernieuwbare opwek (wind en zon-pv samen) tussen die varianten is 46 GW. Het absolute verschil in vermogens van kerncentrales tussen de A-varianten is dus veel kleiner dan het absolute verschil in hernieuwbare opwek. Zowel voor wind op land als voor zon geldt dat naast het absolute ook het relatieve verschil in vermogens tussen de varianten

²¹ In de A-varianten is een vaste verhouding tussen zon op dak en zon op land aangehouden (gelijk aan de verhouding in het scenario Koersvaste Middenweg van de ii3050-scenario's).

significant is. In de variant zonder kernenergie (4A) zijn er dubbel zoveel windturbines als bij de variant met de grootste hoeveelheid kernenergie (3A): 23 GW versus 11 GW. Voor zon (zowel op dak als op land) gaat het om ongeveer 30% meer (respectievelijk 101 GW versus 78 GW en 46 versus 35 GW) ofwel 1 GW kerncentrales concurreert met een significant groter vermogen aan hernieuwbare opwek.

Dit verschil in vermogen komt met name doordat kerncentrales veel hogere vollasturen²² (afhankelijk van het scenario, maar tussen 6000 en 6500 uren) kennen dan windturbines op land (rond 3100 uren) en zonnepanelen (rond 900 uren). Windturbines en zonnepanelen hebben een beperkt aantal vollasturen doordat zij beperkt worden door de beschikbaarheid van respectievelijk wind en zon. De hogere vollasturen van kerncentrales betekent dat er minder vermogen nodig is om een bepaalde hoeveelheid elektriciteit te produceren. Naast het verschil in vollasturen speelt ook mee dat bij gebruik van hernieuwbare opwek meer verliezen optreden dan bij het gebruik van kernenergie, waardoor meer vermogen nodig is om aan dezelfde elektriciteitsvraag te kunnen voldoen. De extra verliezen treden op doordat hernieuwbare energie opwekkers een meer fluctuerend opwekpatroon kennen dat minder goed aansluit bij de energievraag dan het opwekpatroon van een kerncentrale, dat meer bestuurbaar is.

Het meer fluctuerende opwekpatroon van zon en wind zorgen ervoor dat er in de varianten met meer zon en wind op land ook meer ondersteunende installaties nodig zijn. Zo zijn er meer (systeem-)batterijen nodig om korte termijn mismatch van vraag en aanbod op te vangen. Ook zijn er meer elektrolyzers voor waterstofproductie (en daardoor meer waterstofopslag) doordat er meer momenten zijn van overschotten van aanbod. Het omzetten van elektriciteit naar waterstof (en eventueel het weer terug omzetten naar elektriciteit) gaat met verliezen gepaard. Ten slotte zijn er ook momenten in het jaar (met name bij momenten van veel wind en zon) dat windturbines en zonnepanelen afgeschakeld worden en de geproduceerde elektriciteit weggegooid wordt.

3.4.2 Varianten B: Kernenergie in plaats van wind op zee

In Tabel 3-2 staat een overzicht van de vermogens van energie opwekkers, ondersteunende installaties (systeembatterijen, elektrolyzers en waterstofcentrales) en de hoeveelheid benodigde waterstofopslag voor de B varianten.

Tabel 3-2 Vermogens (GW) en hoeveelheid waterstofopslag (TWh) in varianten B

	Huidig (2024)	1B	2B	3B	4B	
Energie opwekkers						
Zon	24,5	117	117	117	117	GW
Waarvan op dak		80	80	80	80	GW
Waarvan op land		36	36	36	36	GW
Wind op land	6,9	13	13	13	13	GW
Wind op zee	4,7	79	73	65	80	GW
Kernenergie	0,5	0,5	3,7	8,3	0	GW
Ondersteunende installaties						
Systeembatterijen	0,2	37	36	36	37	GW
Elektrolyse	Nihil	36	35	33	37	GW

²² Het aantal vollasturen is een maatstaf voor de jaaropbrengst van een energiebron. Het aantal vollasturen is het aantal uren dat de installatie op vol vermogen zou moeten draaien om de gerealiseerde productie te behalen.

	Huidig (2024)	1B	2B	3B	4B	
Waterstofcentrales	22	22	18	14	22	GW
Waterstofopslag	0	15	15	14	15	TWh

In de tabel is te zien dat er in variant 3B 8,3 GW aan kerncentrales staat en er in variant 4B geen kerncentrales zijn (een verschil van 8,3 GW). Net als bij de A-varianten is in het absolute verschil in vermogens van kerncentrales tussen de B-varianten veel kleiner dan het absolute verschil in hernieuwbare opwek. Ofwel, 1 GW kerncentrales concurreert met een significant groter vermogen aan hernieuwbare opwek. In variant 3B staat er 8,3 GW aan kerncentrales en in variant 4B zijn er geen kerncentrales (een verschil van 8,3 GW). Het verschil in wind op zee tussen die varianten is 15 GW en dus significant hoger. Het relatieve verschil in geïnstalleerd vermogen van wind op zee is tussen de varianten met veel kerncentrales (3B) en weinig kerncentrales (4B) zo'n 20%. De verschillen zijn wel kleiner dan in de A-varianten. Dat komt doordat wind op zee hogere vollasturen kent (ongeveer 4500) dan wind op land en zon-pv. Toch wordt een deel van het verschil in de vermogens verklaard door het aantal vollasturen dat nog altijd lager ligt dan dat van kerncentrales (tussen 6000 en 6500 uren).

Daarnaast treden er bij meer wind op zee ook meer verliezen op om dezelfde reden als in de A-varianten: er is meer verlies door meer gebruik van systeembatterijen, meer omzetting door elektrolyzers en meer curtailment. Wel zijn deze verliezen kleiner dan in de A-varianten. Dat komt doordat het opwekpatroon van wind op zee minder fluctuerend is (dan wind op land en met name zon) en iets beter aansluit op de vraag. Er zijn dan ook iets minder systeembatterijen en elektrolyzers nodig in vergelijking met de A-varianten. Er zijn wel meer systeembatterijen en elektrolyzers in de variant met meer wind op zee (4C) dan in de variant met meer kerncentrales (3C) en ook is meer waterstofopslag nodig.

3.4.3 Varianten C: Gelijke productie overige bronnen

In Tabel 3-3 staat een overzicht van de vermogens van energie opwekkers, ondersteunende installaties (systeembatterijen, elektrolyzers en waterstofcentrales) en de hoeveelheid benodigde waterstofopslag voor de C varianten.

Tabel 3-3 Vermogens (GW) en hoeveelheid waterstofopslag (TWh) in varianten C

	Huidig (2024)	1C	2C	3C	4C	
Energie opwekkers						
Zon	24,5	117	117	117	117	GW
Waarvan op dak		80	80	80	80	GW
Waarvan op land		36	36	36	36	GW
Kernenergie	0,5	0,5	3,7	8,3	0	GW
Wind op land	6,9	13	13	13	13	GW
Wind op zee	4,7	68	68	68	68	GW
Ondersteunende installaties						
Systeembatterijen	0,2	36	36	36	36	GW
Elektrolyse	Nihil	31	32	33	31	GW

Waterstofcentrales	22	22	18	14	22	GW
Waterstofopslag	0	9	10	18	9	TWh

In de C-varianten varieert de hoeveelheid kerncentrales, maar blijven de overige hoeveelheden energie-opwekinstallaties gelijk. Hierdoor zijn goed afzonderlijke effecten te zien van meer of minder kerncentrales, op inzet van ondersteunende installaties en waterstofopslag. Variatie in de hoeveelheid kerncentrales heeft geen effect op de hoeveelheid systeembatterijen. Dat komt doordat systeembatterijen vooral gebruikt worden voor opvang van korte termijn mismatch tussen vraag en aanbod. Deze mismatch wordt naast het vraagpatroon (dat in de verschillende varianten gelijk is) vooral bepaald door de hoeveelheid hernieuwbare opwek, omdat deze installaties een sterk fluctuerend opwekpatroon kennen. Doordat de hoeveelheid hernieuwbare opwek in de C-varianten gelijk is, is ook de hoeveelheid benodigde systeembatterijen gelijk.

Wel heeft de hoeveelheid kerncentrales een (beperkt) effect op de hoeveelheid elektrolyzers. Dat komt doordat er meer overschotten zijn: deze worden middels elektrolyse omgezet in waterstof en vervolgens als zodanig gebruikt of later weer terug omgezet naar elektriciteit. Er is naarmate er meer elektrolyzers zijn, ook meer waterstofopslag nodig.

Ten slotte varieert in de C-varianten de totale hoeveelheid elektriciteitsproductie veel sterker dan in de A- en B-varianten, doordat de overige opwek in deze varianten niet varieert. Dit heeft invloed op de hoeveelheid import en export. Bij meer kernenergie (variant 3C) vindt 9 TWh export en 36 TWh import van elektriciteit plaats, terwijl zonder kernenergie (variant 4C) 4 TWh export en 47 TWh import van elektriciteit plaatsvindt. Doordat er ook in variant 3C nog steeds momenten zijn van weinig elektriciteitsproductie (bij weinig wind en zon) zal ook hier dus nog wel import plaatsvinden en anderzijds vindt in variant 4C ook nog steeds export plaats doordat ook hier momenten van overschotten zijn (die niet altijd door elektrolyzers worden opgevangen). Daarnaast is in variant 4C 35 TWh meer import van waterstof dan in variant 3C.

3.5 Samenvatting kwantitatieve resultaten

Voor de realisatie van de doelstellingen voor het toekomstige energiesysteem geldt in alle varianten ten opzichte van nu (los van de mate van inzet van kerncentrales) een flinke toename van wind op land, wind op zee, zon-pv (op land en/of op dak), opslag, elektrolyse en waterstofopslag. Dit komt doordat de rol van elektriciteit in het energiesysteem veel groter wordt. Tussen de varianten zijn er wel verschillen in hoeveelheden hernieuwbare opwek, maar ook in varianten met veel kernenergie is er een flinke toename hiervan. Kernenergie voorziet zelfs in de variant met de meeste kernenergie (Variant 3A) slechts 10% van de elektriciteitsproductie.

Binnen zowel de A- als B-varianten is het absolute verschil in vermogens van kerncentrales tussen de varianten veel kleiner dan het absolute verschil in hernieuwbare opwek, ofwel 1 GW kerncentrales concurreert met een significant groter vermogen aan hernieuwbare opwek (met name zon). Daarnaast varieert de totale hoeveelheid opgesteld vermogen aan energie-opwekinstallaties significant binnen de A- en B-varianten. In de A-varianten is de variatie in wind op land tussen de variant met veel en weinig kerncentrales (3A versus 4A) een factor 2, en voor zon-pv is het verschil zo'n 30%. In de B-varianten is het relatieve verschil in geïnstalleerd vermogen van wind op zee tussen de varianten met veel en weinig kerncentrales (3B versus 4B) zo'n 20%.

Deze verschillen hebben vooral te maken met lagere vollasturen en daarnaast met hogere verliezen door meer opslag, elektrolyse en curtailment bij meer hernieuwbare opwek. Dit komt doordat hernieuwbare opwek minder goed aansluit op de vraag dan kernenergie en bovendien een sterker fluctuerend opwekpatroon kent.

In de A- en B-varianten leidt inzet van kerncentrales er ook toe dat minder ondersteunende installaties (opslag, elektrolyse, waterstofopslag) nodig zijn. Als er alleen kernenergie bijkomt en er geen andere opwek afgaat (C-varianten) zijn er meer overschotten wat leidt tot meer elektrolyse en waterstofopslag. In dat geval wordt Nederland ook minder afhankelijk van import van energie uit andere landen.

3.6 Kwalitatieve beschouwingen

In deze paragraaf worden een aantal aspecten kwalitatief beschouwd. Dit zijn aspecten die niet kwantitatief doorgerekend zijn in de varianten. Allereerst wordt ingegaan op de impact van de verschillende varianten op infrastructuur en vervolgens de impact op leveringszekerheid. Dan volgen twee kaders waarin kort wordt ingegaan op respectievelijk het effect van een andere manier van inzet van kerncentrales en een andere ontwikkeling van de vraag en overig aanbod.

3.6.1 Impact op energie-infrastructuur

De impact van een energiesysteem op infrastructuur hangt af van de regionale invulling van het energiesysteem en lokale kenmerken van de infrastructuur. Deze regionale invulling van het energiesysteem is buiten scope van de studie; de besproken varianten zijn dan ook nationale scenario's die geen regionale uitwerking kennen. Daardoor is de exacte impact van de varianten op het elektriciteitsnet niet te bepalen. Wel is er kwalitatief iets over te zeggen:

- Kerncentrales worden aangesloten op het 380kV hoogspanningsnet. De impact is erg afhankelijk van de locatie waar ze geplaatst worden: als dit is op een locatie waar al veel opwek is (bijvoorbeeld aanlandlocaties wind op zee), is er een risico dat uitbreidingen aan het hoogspanningsnet nodig zijn. Echter als dit is op een locatie met veel elektriciteitsvraag en weinig andere opwek, kunnen kerncentrales er ook voor zorgen dat juist minder uitbreidingen nodig zijn.
- Hernieuwbare opwek op land en dak worden vooral aangesloten op de laagspannings- en middenspanningsnetten. Dit betekent dat in de A-varianten een verschil te zien is in impact op deze netten, waarbij de impact groter is bij meer hernieuwbare opwek (en dus minder kernenergie).
- Windparken op zee worden net als kerncentrales aangesloten op het 380 kV hoogspanningsnet, en hiervoor zullen uitbreidingen op land en op zee nodig zijn. Dit betekent dat in de B-varianten een verschil te zien is in impact op deze netten, waarbij er meer netten op zee nodig zijn in de varianten met minder kernenergie (en dus meer wind op zee).
- In de C-varianten leidt extra inzet van kerncentrales tot meer export, wat via 380kV hoogspanningskabels verloopt. Met name als kerncentrales ver van de interconnectiepunten met het buitenland geplaatst worden, zal er extra belasting op het elektriciteitsnet zijn.
- Ten slotte: het productieprofiel van kerncentrales is vraagvolgend. Productie uit windturbines en zonnepanelen hangt samen met het moment van de dag en de aanwezigheid van voldoende wind of zon. In algemeen heeft kernenergie ten opzichte van wind en zon het voordeel dat de productie meer vraagvolgend is en de productie, in de tijd, beter aansluit bij de vraag naar elektriciteit. Dit hoeft echter niet te betekenen dat er minder uitbreidingen aan het elektriciteitsnet noodzakelijk zijn. Hiervoor is vooral de geografische afstand tussen vraag en aanbod bepalend: hoe dichterbij vraag en aanbod bij elkaar gelokaliseerd zijn, hoe beperkter de impact omdat de elektriciteit dan minder ver getransporteerd hoeft te worden. Die impact wordt kleiner naarmate het opwekpatroon beter bij het vraagpatroon aansluit.

3.6.2 Impact op leveringszekerheid voor alle varianten

De doorgerekende varianten hebben allemaal een leveringszekerheid van bijna 100%, aangezien dit het uitgangspunt is geweest bij het opstellen van de energiesysteem varianten.²³ De leveringszekerheid verschilt dus niet tussen de verschillende varianten. Maar het is wel goed om te kijken hoeveel flexibele bronnen nodig zijn hiervoor, aangezien dit een indicatie is hoe uitdagend het is om deze leveringszekerheid te realiseren. In de varianten met meer kernenergie zijn minder waterstofcentrales en minder batterijen nodig. Dit betekent dat in die varianten minder flexibele bronnen nodig zijn om de leveringszekerheid te garanderen. Echter, ook in de varianten met de grootste hoeveelheid kernenergie zijn er significante hoeveelheden waterstofcentrales (14 GW), batterijen (circa 35 GW), vraagsturing en import van elektriciteit nodig. Dit betekent dat kerncentrales een bijdrage leveren aan de leveringszekerheid van elektriciteit, maar alleen kerncentrales onvoldoende zijn om elk moment van het jaar elektriciteit te kunnen leveren.

Een aandachtspunt bij de varianten met meer kernenergie is dat er zowel minder waterstofcentrales als minder batterijen gerealiseerd worden. Daardoor ligt het totale regelbare vermogen²⁴ (van kerncentrales, waterstofcentrales en batterijen samen) iets lager. Dat betekent dat er bij die varianten een iets groter risico is dat niet altijd aan de vraag voorzien kan worden, zeker als kerncentrales niet altijd beschikbaar zijn. Dit kan worden ondervangen door in de varianten met meer kernenergie grotere hoeveelheden opslag en waterstofcentrales te realiseren dan wat nu aangenomen is in de varianten.

²³ In alle varianten wordt een paar uur per jaar een deel van de elektriciteitsvraag niet ingevuld, en wordt vraag afgeschakeld van de industrie. Uit eerder onderzoek van CE Delft volgt dat een paar uur per jaar vraag afschakelen kosten effectiever is dan nog meer flexibele bronnen realiseren, die slechts voor een paar uur per jaar nodig zijn.

²⁴ Vermogen van installaties die stuurbaar zijn, en daarmee flexibel in te zetten.

Kader 3-1 Impact inzet kernenergie en vraagontwikkeling op resultaten

In de varianten zijn aannames gemaakt over de wijze van inzet van kerncentrales en de ontwikkeling van de energievraag. Dit is gelijk voor alle varianten. Deze aspecten kunnen echter wel impact hebben op de rol van kernenergie in het energiesysteem. Hieronder wordt kwalitatief de impact van de inzet van kerncentrales en vraagontwikkeling op de resultaten besproken.

Inzet kerncentrales

Het is de verwachting dat, economisch gezien, de aangenomen (flexibele) inzet de meest optimale inzet van kerncentrales is. Er zijn echter ook verschillende onderzoeken die aannemen dat kerncentrales must-run zullen draaien, vanwege de hoge kapitaalkosten (wat het wenselijk maakt om veel draaiuren te maken) of omdat flexibele inzet mogelijk technisch uitdagend is. In dat geval vervangen ze mogelijk meer wind of zon, maar leiden ze ook tot hogere energieverliezen bij overschotten. Dit maakt het onduidelijk of kernenergie netto meer of minder hernieuwbare energie vervangt. Daarnaast vereist een must-run-scenario meer inzet van flexibele bronnen: bij overschotten omdat kerncentrales niet snel terug geregeld kunnen worden, en bij tekorten omdat ze niet snel genoeg kunnen opschakelen. Het is onzeker of door de beperking van de modellering ook het vermogen aan flexibele bronnen (bij varianten met meer kernenergie) onderschat wordt, of dat alleen het aantal uren dat deze bronnen ingezet worden, onderschat wordt.

Andere ontwikkeling energievraag en overige opwek

Er zijn onzekerheden rondom de ontwikkeling van de energievraag (inclusief flexibiliteit) en de opwek van overige bronnen (wind op land, wind op zee en zon). Die hebben een grote impact op de invulling van de energiemix, en kunnen ervoor zorgen dat deze energiemix flink anders uitvalt. Zo zal bij een lagere energievraag minder opwek nodig zijn, zowel van hernieuwbare bronnen als van kernenergie. Maar bij de varianten A en B zijn de verschillen tussen de varianten met meer en minder kernenergie robuust, doordat bij minder vraag de vraag naar aanbod in alle scenario's gelijkmatig afneemt en bij meer vraag vice versa. Bij de varianten C, waar de hoeveelheid wind en zon gelijk blijft en alleen de hoeveelheid kernenergie varieert, is nut en noodzaak voor (meer) kernenergie wel afhankelijk van die overige ontwikkelingen. Bij minder vraag naar elektriciteit en/of meer opwek van overige bronnen is er dan minder noodzaak voor kernenergie, en bij meer vraag en/of minder opwek van overige bronnen meer noodzaak voor kernenergie.

Een lagere energievraag zorgt daarnaast voor minder onzekerheid in de haalbaarheid van de benodigde vermogens energie-opwekinstallaties, infrastructuur en ondersteunende installaties in de varianten. Bij minder vraag is er minder infrastructuur nodig, zijn minder energie-opwek installaties nodig en zullen waarschijnlijk ook minder regelbare centrales, elektrolyzers en opslag van waterstof nodig zijn. Voorbeelden van factoren die bijdragen aan de onzekerheid over de haalbaarheid zijn: snelheid van uitrol van infrastructuur, snelheid van realisatie van zonne- en windparken, snelheid van realisatie van elektrolyzers en de beschikbaarheid van ruimte. Doordat de hoeveelheden benodigde vermogens energie-opwekinstallaties, infrastructuur en ondersteunende installaties verschillen tussen de varianten, zijn deze factoren ook in verschillende mate relevant in de verschillende varianten.

4 Methodiek milieueffectenbeoordeling

De in het vorige hoofdstuk beschreven varianten van het energiesysteem zijn in deze studie beoordeeld op diverse milieuaspecten. Dit hoofdstuk beschrijft de elementen van het energiesysteem die zijn geanalyseerd, de relevante milieuaspecten en het gehanteerde beoordelingskader. Eerst wordt de methodiek van de effectbeoordeling toegelicht in paragraaf 4.1. In paragraaf 0 wordt vervolgens het beoordelingskader toegelicht voor de relevante milieuaspecten. Tot slot wordt in paragraaf 4.3 besproken welke milieuaspecten buiten beschouwing bleven in deze studie en hierbij is tevens toegelicht wanneer deze aspecten wel nader onderzocht worden.

4.1 Beoordelingsmethodiek

De milieueffecten van de verschillende energie opwekkers en ondersteunende installaties binnen het energiesysteem zijn beoordeeld aan de hand van een vier-puntenschaal. De invulling van deze schaal verschilt per milieuaspect, afhankelijk van de specifieke kenmerken en de wijze waarop effecten optreden. In de kern wordt een viertal niveaus onderscheiden die samenhangen met de kans op een meer of minder relevante impact op het betreffende milieuaspect. De impact is daarbij een combinatie van *de mogelijke ernst* en *de omvang van het optreden van milieugevolgen*:

- **0** = Geen, verwaarloosbare of zeer beperkte impact op betreffende milieuaspect
- **1** = Beperkte impact
- **2** = Aanzienlijke impact
- **3** = Grote impact

Voor de 12 varianten (vier overkoepelende scenario's met een variërend aandeel kernenergie met elk drie varianten) zijn de individuele onderdelen binnen een variant beoordeeld. In hoofdstuk 6 wordt per milieuaspect toegelicht hoe de verschillende energiesysteemvarianten als geheel én per energieopwekker en ondersteunende installatie binnen die variant zijn beoordeeld.

4.1.1 Onderdelen van energiesysteem en eenheden

Als uitgangspunt voor deze studie geldt een realistisch energiesysteem. Bij verschillende aandelen van kern-, zon- of windenergie zijn daarom ook ondersteunende installaties nodig zoals opslag van elektriciteit en conversie naar een andere energievorm. Niet alle onderdelen van de doorgerekende energiesystemen zijn beoordeeld op milieueffecten. De onderdelen van het energiesysteem waarvoor mogelijk aanzienlijke milieueffecten kunnen optreden die wél in de milieueffectbeoordeling zijn meegenomen, zijn opgenomen in Tabel 4-1.

De inzet van de installaties, het aantal vollasturen per jaar, hangt samen met energiebeleid en de energiemarkt. Een centrale die in principe alleen in bedrijf komt in periodes met een beperkt aanbod van energie uit zon- en windkracht zal bijvoorbeeld niet constant in bedrijf kunnen zijn. Batterijopslag is mogelijk met name actief bij meer zon- en/of windproductie dan de actuele vraag. Voor de milieueffectenbeoordelingen is conservatief aangenomen dat alle installaties in principe in bedrijf zijn.

Het uitgangspunt is geweest dat de installaties voldoen aan wet- en regelgeving. Aangenomen mag worden dat bij de plaatsing en het ontwerp rekening wordt gehouden met bijvoorbeeld geluidsnormen. De beoordeling vindt dan ook plaats over de potentiële effecten die optreden vanuit de situatie dat voldaan wordt aan gestelde normen. Voor een aantal aspecten geldt dat mitigatie niet standaard onderdeel is van de uitvoering of exploitatie en dat mogelijk extra aanpassing en/of aanvullend mitigatie vereist is. Dit wordt betrokken bij de beoordeling van de ernst van een effect.

De potentiële milieueffecten hangen tevens samen met de omvang van installatie. Ten behoeve van de beoordeling is om die reden een richtinggevende omvang per installatie (per kerncentrale, windpark, zonnepark, etc.) bepaald. De volgende tabel geeft een indicatie van de aangenomen eenheid per installatie. Deze eenheden zijn gebruikt om een indicatie te geven van het aantal installaties per variant. De indicatie van het aantal installaties per variant is opgenomen in bijlage 1. Deze indicaties zijn gebruikt om de schaal van de nog te realiseren installaties beter te duiden en mee te nemen in de effectbeoordeling. Daarnaast is aan de hand van het aantal (of de opgetelde omvang van de) installaties beoordeeld of plaatsing ruimtelijk gezien uitvoerbaar is.²⁵

Tot slot is in de tabel ook beschreven waaruit de technologie bestaat en welke aanvullende infrastructuur nodig is naast de bouw van de installatie zelf. In de effectbeoordeling is primair ingegaan op de installaties zelf, maar waar relevant is ook de impact van de direct benodigde infrastructuur beschreven.

Tabel 4-1 Onderdelen energiesysteem die beoordeeld zijn op de milieuaspecten met toelichting van de techniek en benodigde infrastructuur

Onderdeel energiesysteem	Eenheid	Onderdelen techniek en benodigde infrastructuur
Energie opwekkers		
Zon-PV	Zon op land: 20-50 MW per installatie (gemiddeld 35 MW) Zon op dak: grote verschillen in omvang geen standaard eenheid.	• Zonnepanelen • Onderconstructies/montagesystemen: metalen of betonnen draagstructuren om de panelen op de juiste hellingshoek en oriëntatie te plaatsen • Omvormers: apparaten die de opgewekte gelijkstroom (DC) omzetten naar wisselstroom (AC) voor netinvoeding • DC-bekabeling tussen de zonnepanelen en omvormers • AC-bekabeling tussen de omvormers, transformatoren en het aansluitpunt op het elektriciteitsnet Bij zon op land eventueel ook: • Transformatorstations: om de spanning te verhogen zodat de elektriciteit efficiënt naar het net kan worden getransporteerd • Toegangsweg
Wind op land	Windparken met 5-10 windturbines van 6 MW. 30-60 MW per installatie (gemiddeld 45 MW)	• Windturbines • Betonnen fundering • Transformatorstation: verhoogt de spanning van de opgewekte stroom zodat deze efficiënt kan worden vervoerd • Interne bekabeling: ondergrondse kabels die de turbines verbinden met het transformatorstation. • Netaansluiting kabel • Toegangswegen naar turbines • Kraanopstelplaatsen: verharde terreinen bij elke turbine om zware kranen op te stellen voor installatie en onderhoud
Wind op zee	Windparken van 65 windturbines van 15 MW. 1 GW per installatie	• Windturbines • Fundering: monopiles (meest gangbaar) dit zijn stalen buispalen die in de zeebodem worden geheid • Interne parkbekabeling: onderzeese wisselstroomkabels (AC) verbinden de turbines met een offshore transformatorstation • Offshore transformatorstation: verhoogt de spanning om energieverlies te minimaliseren bij transport. Vaak op een platform op zee

²⁵ Zie paragraaf 6.3.

		• Exportkabels naar land: kabels worden in de zeebodem ingegraven om schade te voorkomen • Landstation: aansluitpunt waar de elektriciteit wordt omgezet naar de juiste spanning voor integratie in het landelijke elektriciteitsnet
Kernenergie	1,6 GW per kerncentrales ²⁶ 0.5 GW Borssele kerncentrale 200 MW per SMR's	• Nucleaire reactor: de plek waar kernsplijting plaatsvindt • Containmentgebouw: een zwaarbeveiligde structuur die radioactieve materialen insluit en beschermt tegen externe invloeden • Koelcircuit: een gesloten systeem waarin reactorwater onder hogedruk warmte afvoert, waarna het wordt omgezet in stoom om een turbine aan te drijven en vervolgens weer wordt afgekoeld tot water voor hergebruik • Stoomturbines en generatoren: de opgewekte warmte drijft een stoomturbine aan die elektriciteit genereert • Transformatorstations: verhogen de spanning voor transport naar het elektriciteitsnet • Netwerkaansluiting kabel • Back-up energievoorziening: dieselgeneratoren en/of batterijopslag om de benodigde koelsystemen van de centrale draaiende te houden bij een netstoring. Deze zijn niet gericht op continueren van het opwekken van energie • Koelwaterbron, pompstations en leidingen: leidingen vanaf rivier/meer/zee die koelwater transporteren van en naar de centrale • Koeltorens (indien nodig): verdampen een deel van het koelwater en verminderen thermische belasting (toevoer van warm water) bij de waterbron • Beveiligingszones, controlekamers, werkplaatsen en magazijnen, kantoren en personeelsfaciliteiten • Opslag van radioactief afval: vaak op een andere locatie. In Nederland in COVRA. Dit wordt apart van de installatie beoordeeld in dit onderzoek • Toegangswegen/terreinverharding
Ondersteunende installaties		
(Systeem)-Batterijen	200 MW per installatie	• Batterijmodules in behuizing: deze kunnen verschillende technologieën bevatten, zoals lithium-ion, zoutwaterbatterijen of andere chemische opslagmethoden, afhankelijk van het type systeem • Omvormers: om de gelijkstroom (DC) die door de batterijen wordt opgeslagen om te zetten naar wisselstroom (AC) voor gebruik in het net of het specifieke systeem • Transformatoren: verhogen of verlagen de spanning van de energie die uit de batterijen wordt gehaald, afhankelijk van de aansluiting op het elektriciteitsnet • DC-bekabeling voor het verbinden van de batterijmodules met de omvormers • AC-bekabeling voor het verbinden van de omvormers met het elektriciteitsnet of de eigen installatie • Onderhoudsruimte • Luchtventilatoren: om de temperatuur binnen het systeem te reguleren • Toegangsweg
Elektrolyzers	500 MW per installatie	• Elektrolysercel: waarin water wordt gesplitst in water- en zuurstof door middel van elektriciteit

²⁶ Uitgaande van Gen III reactoren die doorstroomkoelingssysteem gebruiken. Gen IV-reactoren (de nieuwste in ontwikkeling) zouden mogelijk ook met andere methodes zoals lucht of warmteput gekoeld kunnen worden. Deze laatste generatie is nog in ontwikkeling, maar in dit geval valt de noodzaak voor grote hoeveelheden (koud) koelwater weg en zal de impact van warmte emissie naar lucht of ondergrond beoordeeld moeten worden.

		• Omvormers: om de stroom die uit het elektriciteitsnet of een hernieuwbare bron (zoals zonne- of windenergie) komt, om te zetten naar de vereiste DC-stroom voor de elektrolyse • DC-bekabeling: Voor het transport van de gelijkstroom van de omvormer naar de elektrolyse-eenheid • Waterpomp- en filtratiesysteem: het filteren en toevoeren van water (meestal gedemineraliseerd water) naar de elektrolyser • Opslagtanks: na de productie beperkte opslag van waterstof in hogedruk- of cryogene tanks vortransport of invoeding • Compressie- en koelsystemen: voor efficiënte opslag, transport of invoeding • Waterstofdistributiesysteem: pijpleidingen of tankwagens om de waterstof naar de eindgebruiker te transporteren • Koelsystemen om oververhitting te voorkomen • Onderhoudsruimte • Opslagfaciliteiten voor reserveonderdelen • Personeelsfaciliteiten: inclusief controlekamers en werkruimtes • Toegangswegen/terreinverharding
Waterstof-centrales	1 GW per installatie	Deze zetten in tegenstelling tot elektrolyzers juist waterstof om naar elektriciteit. • Waterstofverbrandingssysteem/waterstofturbines/brandstofceltechnologie: gasgestookte turbines of ketels of speciale turbines zonder gas voor verbranding waterstof. Alternatief afgesloten ruimte voor elektrochemische reacties waar waterstof zonder verbranding wordt omgezet. • Omvormers en transformatoren: voor het omzetten van de opgewekte elektriciteit van DC (in het geval van brandstofcellen) naar AC en verhogen of verlagen de spanning afhankelijk van het netwerk waarop de elektriciteit wordt aangesloten • Netaansluiting kabel • Pijpleidingen en waterstofopslag: voor de toevoer van waterstof • Koelsystemen om oververhitting te voorkomen • Onderhoudsruimte • Opslagfaciliteiten voor reserveonderdelen • Personeelsfaciliteiten: inclusief controlekamers en werkruimtes • Toegangswegen/terreinverharding
Waterstofopslag	0,25 TWh per zoutcaverne/ >1 TWh/ leeg gasveld	• Boorputten en ondergrondse opslagruimte in zoutcaverne of leeg gasveld • Compressoren: waterstof moet vaak worden gecomprimeerd voordat het ondergronds wordt opgeslagen om het volume van de opslag te optimaliseren • Pijpleidingen: voor het transport van waterstof van de productie-eenheden naar de opslagfaciliteit (of omgekeerd, voor distributie) • Waterstofinjectie- en verwijderingsinstallaties: injecteren en uithalen van waterstof in waterstofopslagruimte • Koelsystemen: waterstof kan worden opgeslagen bij lage temperaturen of hoge druk, dus koelsystemen zijn nodig om de temperatuur te regelen, met name tijdens het injecteren van gas • Onderhouds- en inspectieruimtes • Opslagfaciliteiten voor reserveonderdelen • Personeelsfaciliteiten: inclusief controlekamers en werkruimtes • Toegangsweg

4.1.2 Invulling van locaties

Zoals in hoofdstuk 1 aangegeven gaat deze studie niet in op potentiële spreiding of plaatsing van installaties. Wel is er een globaal beeld meegenomen in de beoordeling van geëigende locaties voor de installaties. Dit is betrokken bij de beoordeling van de potentiële impact op bepaalde milieuaspecten. Deze uitgangspunten zijn beschreven in Tabel 4-2.

Tabel 4-2 Indicatie locaties installaties

Onderdeel energiesysteem	Uitgangspunt locatie
Energie opwekkers	
Zon-PV	Zonnevelden worden grotendeels gerealiseerd op agrarische gronden, maar ook in de berm van snelwegen, spoorwegen, of op onbenutte industrieterreinen en braakliggende terreinen. Een beperkt deel zal worden aangelegd op wateroppervlakken in de vorm van drijvende zonneparken. Daarnaast wordt zonne-energie op grotere schaal gerealiseerd op industriële en commerciële daken, evenals op woningen voor eigen gebruik.
Wind op land	Windparken op land worden voornamelijk gerealiseerd op agrarische gronden. Daarnaast worden windturbines ook geplaatst op industrieterreinen.
Wind op zee	Windparken op zee worden gerealiseerd op zee op ruime afstand (kilometers) uit de kust op aangewezen windkavels. Bij de aanwijzing van de kavels wordt rekening gehouden met bestaande functies en gebruik zoals scheepvaartroutes, natuurgebieden en olie- en gasplatforms.
Kernenergie	Kerncentrales worden geplaatst op of nabij industrieterreinen nabij grote waterlichamen (zee, meren of rivieren) in verband met koelwaterbehoefte en in afgelegen of minder dichtbevolkte gebieden.
Ondersteunende installaties	
(Systeem)-batterijen	Plaatsing op industrieterreinen, nabij grootschalige energieproductie installaties of standalone op agrarische gronden, veelal in de nabijheid van hoogspanningsstations en elektriciteitsnetknooppunten om bij te dragen aan netbalancing.
Elektrolyzers	Plaatsing op industriegebieden en havens waar waterstof een grondstof is voor sectoren zoals de staalindustrie, chemische industrie en transportsector. Nabij voldoende grote waterlichamen in verband met koelwater en waterbehoefte. Daarnaast wordt in beleid voorzien dat een deel van de elektrolyse capaciteit op zee wordt geplaatst. Tot slot wordt er mogelijk een deel van de elektrolyzers gerealiseerd bij hernieuwbare opwek op land.
Waterstof-centrales	Plaatsing op industrieterreinen. Omdat waterstofcentrales grotendeels gebruikmaken van vergelijkbare technologie als conventionele energiecentrales (gas en kolen), kunnen bestaande locaties benut voor de transitie naar waterstof, wat hergebruik van bestaande energie-infrastructuur en locaties mogelijk maakt. Op dit moment heeft Nederland 18,7 GW aan gascentrales en 4 GW aan kolencentrales ²⁷ .
Waterstofopslag	In dit onderzoek wordt alleen gekeken naar grootschalige ondergrondse waterstofopslag. Dit is kansrijk in lege zoutcavernes en gasvelden. De bestaande putten en installatie locaties uit de aardgasindustrie kunnen grotendeels worden hergebruikt voor waterstofopslag.

²⁷ [ENTSO-E Transparency Platform](#) – cijfers van 2024.

De aanwezigheid van lege gasvelden en zoutcavernes is een gegeven en potentiële locaties kunnen volgen uit bereikbare gasvelden en zoutcavernes. Als uitgangspunt geldt dat de pomplocaties voornamelijk in agrarisch grondgebied zijn gelegen.

Het uitgangspunt in dit onderzoek is dus dat er waterstof opgeslagen gaat worden in lege gasvelden en bestaande zoutcavernes. Er is nog onzekerheid momenteel of opslag van waterstof in lege gasvelden voldoende economisch rendabel is. Mocht opslag in lege gasvelden toch economisch onvoldoende rendabel zijn dan dienen er extra zoutcavernes gecreëerd te worden om de benoemde hoeveelheden waterstof te kunnen opslaan. Dit zou meer milieueffecten tot gevolg hebben.

4.1.3 Omvang huidige installaties en repowering

In de huidige situatie zijn reeds installaties aanwezig in het energiesysteem. Bij de beoordeling is er rekening mee gehouden dat een deel van de benodigde capaciteiten reeds aanwezig is. Dit betreft bijvoorbeeld bestaande installaties voor wind-, zonne- en kernenergie. Voor de invulling van locaties voor de installaties in 2050 zal het niet alleen gaan om nieuwe locaties. Een deel van de locaties van bestaande installaties zal in 2050 worden opgeschaald, een deel van de bestaande installaties zal ook worden verwijderd zonder vervanging. Voorgaande geldt beperkt tot niet voor ondersteunende installaties zoals (systeem)batterijen, elektrolyzers, waterstofcentrales en waterstofopslag.

Alle milieueffecten die voortvloeien uit de uitbreiding van deze energiecomponenten zijn beoordeeld. Tabel 4-3 geeft het geïnstalleerde vermogen eind 2024.

Tabel 4-3 Huidige stand energiesysteem

Onderdeel energiesysteem	Huidige situatie (eind 2024) ²⁸
Energie opwekkers	
Zon-PV	24.359 MW, circa 35 km ² op veld en 105 km ² op dak
Wind op land	6.953 MW, circa 3.000 windturbines
Wind op zee	4.748 MW, circa 500 windturbines
Kernenergie	485 MW, kerncentrale Borssele
Ondersteunende installaties in energiesysteem	
(Systeem)batterijen	Circa 250 MW
Elektrolyzers	Minimaal (< 1 GW)
Waterstofcentrales	0 MW
Waterstofopslag	0 TWh

²⁸ Cijfers huidige situatie wind en zon komen van CBS.

4.2 Milieuaspecten en beoordelingskader

De energieproductie technologieën en de relevante bijbehorende energie infrastructuur vormen een ingreep in de bestaande situatie en leiden daarmee tot effecten op de fysieke leefomgeving. De milieueffecten die mogelijk aanzienlijk kunnen zijn, door een installatie op zichzelf of door de optelsom van het aantal benodigde installaties, zijn met dit onderzoek beoordeeld. Tabel 4-4 toont de beoordelingscriteria en de schaalverdeling voor de verschillende milieuaspecten die beoordeeld zijn. Na de tabel is een korte toelichting gegeven op de milieuaspecten. In hoofdstuk 5 en 6 wordt hierop verder ingegaan.

Tabel 4-4 Beoordelingskader milieuaspecten

Milieuaspect	Toelichting	Beoordelingscriteria	Beoordeling potentie effect	
Geluid	Impact op geluidgevoelige objecten in de omgeving	Mate waarin geluidshinder bij geluidgevoelige objecten optreedt	0	Geen relevante tot zeer beperkte geluidshinder bij een beperkt aantal geluidgevoelige objecten
			1	Kans op beperkte hinder bij geluidgevoelige objecten in de directe omgeving van een beperkt aantal installaties
			2	Kans op ernstige hinder bij geluidgevoelige objecten in de directe omgeving van een of enkele installaties, of kans op beperkte hinder bij een groot aantal installaties (verspreid over Nederland)
			3	Kans op ernstige hinder bij geluidgevoelige objecten in de ruime omgeving
Ecologie	Impact op beschermde natuurgebieden en soorten	Kans op negatieve effecten op natuurdoelstellingen (Natura 2000, beschermde soorten en NNN)	0	Geen relevante tot zeer beperkte impact op natuurdoelstellingen
			1	Kans op negatieve effecten op natuurdoelstellingen zonder aantasting doelbereik
			2	Kans op negatieve effecten op natuurdoelstellingen met mogelijke aantasting doelbereik maar met aanvullend mitigatiepotentieel
			3	Kans op negatieve effecten natuurdoelstellingen met mogelijke aantasting van doelbereik en beperkt aanvullend mitigatiepotentieel
Ruimtelijke functies	Impact op huidige en toekomstige ruimtelijke functies (industrie, wonen, (water)infrastructuur)	Mate waarin bestaande ruimtelijke functies worden vervangen of beperkt, en/of toekomstige	0	Geen relevante beperking van bestaande of toekomstige ruimtelijke functies en weinig ruimtebeslag voor hoeveelheid energie die opgewekt wordt.

		ontwikkelingen worden beïnvloed	1	Beperkte beperking van bestaande en/of toekomstige functies in de directe nabijheid van een installatie en beperkt ruimtebeslag voor hoeveelheid energie die opgewekt wordt.
			2	Aanzienlijke beperkingen voor bestaande en/of toekomstige functies in de omgeving van een installatie en/of relatief veel ruimtebeslag voor hoeveelheid energie die opgewekt wordt.
			3	Grote beperkingen of beperkingen in een groot gebied voor bestaande en/of toekomstige functies rondom een installatie of aanzienlijke hoeveelheid ruimtebeslag voor de hoeveelheid energie die opgewekt wordt.
Externe & nucleaire veiligheid²⁹	Verandering van veiligheidsrisico's voor kwetsbare objecten ³⁰ en infrastructuur	Effectbereik bij incidenten	0	Geen tot verwaarloosbare lokale effecten bij incidenten
			1	Lokaal effectbereik bij incidenten
			2	Mogelijk bovenlokaal of regionaal effectbereik bij incidenten
			3	Mogelijk (inter)nationaal effectbereik bij incidenten
		Faalkans incidenten met ernstige gevolgen bij kwetsbare of beperkte kwetsbare objecten	0	Verwaarloosbare kans op incidenten
			1	Zeer lage kans op incidenten
			2	Lage kans op incidenten
			3	Gematigde kans op incidenten
Landschap en cultuurhistorie	Impact op landschappelijke en cultuurhistorische waarden (inclusief zichtbaarheid overdag en 's nachts)	Mate van beïnvloeding van landschappelijke en/of cultuurhistorische waarden in uniciteit en schaal	0	Minimale invloed op landschappelijke en/of cultuurhistorische waarden
			1	Kans op lokale, omkeerbare aantasting van landschappelijke en/of cultuurhistorische waarden
			2	Kans op bovenlokale, omkeerbare aantasting of lokale onomkeerbare aantasting van landschappelijke en/of cultuurhistorische waarden

²⁹ Het effectbereik bij incidenten en de kans op incidenten zijn eerst apart beoordeeld. Deze twee scores zijn vervolgens gebruikt om een algehele score te geven voor het thema externe en nucleaire veiligheid. De totaalscore is gebaseerd op basis van de hoogste scores op deze deelcriteria.

³⁰ Gebouwen en locaties waar mensen voor een groot deel van de dag kunnen verblijven.

			3	Kans op bovenlokale, onomkeerbare aantasting van landschappelijke en/of cultuurhistorische waarden
Water	Impact van koelwater op de waterhuishouding	De impact thermische, chemische of radioactieve emissies van koelwater op de waterkwaliteit	0	Geen of verwaarloosbare invloed op de lokale waterhuishouding of waterkwaliteit
			1	Beperkte invloed op de lokale waterhuishouding en/of laag risico op emissies voor de waterkwaliteit
			2	Aanzienlijke invloed op de lokale waterhuishouding, beperkte verstoring op bovenlokale schaal van waterhuishouding en/of middelgroot risico op emissies met een bovenlokale impact de waterkwaliteit
			3	Grote verstoring waterhuishouding op bovenlokale schaal en/of hoog risico op significante emissies op waterkwaliteit op bovenlokale of regionale schaal
Radioactief afval	Impact op de totale hoeveelheid radioactief afval	Toename van radioactief afval en opslagbehoefte	0	Geen of verwaarloosbare toename jaarlijkse hoeveelheid radioactief afval, geen verandering opslagcapaciteit behoefte
			1	Beperkte toename jaarlijkse hoeveelheid radioactief afval, passend binnen bestaande opslagcapaciteit COVRA
			2	Toename jaarlijkse hoeveelheid radioactief afval, uitbreiding afvalopslag binnen de huidige terreingrenzen COVRA nodig
			3	Grote toename jaarlijkse hoeveelheid radioactief afval, onvoldoende uitbreiding binnen huidige terreingrenzen mogelijk
Straling	Impact van stralingsniveau op gevoelige objecten in de omgeving tijdens reguliere exploitatie	Toename stralingsniveaus bij gevoelige objecten	0	Geen of verwaarloosbare toename van stralingsniveaus
			1	Beperkte toename van stralingsniveaus bij gevoelige objecten in de directe omgeving van installatie(s)
			2	Aanzienlijke toename stralingsniveaus bij gevoelige objecten in de directe omgeving van installatie(s) of beperkte toename van stralingsniveaus op bovenlokaal niveau

			3	Grote toename van stralingsniveaus op bovenlokaal of regionaal niveau
CO₂-emissies	Impact op CO ₂ uitstoot	Omvang van CO ₂ -emissies gedurende de levenscyclus van installaties ten opzichte van fossiele energieproductie uit gas	0	Geen of verwaarloosbare CO ₂ -emissies (>95% minder uitstoot dan bij kolencentrale)
			1	Er zijn CO ₂ -emissies maar grote verbetering t.o.v. kolencentrale (90-95% minder uitstoot dan bij kolencentrale))
			2	Er zijn CO ₂ -emissies maar verbetering t.o.v. kolencentrale (70-95% minder uitstoot dan bij kolencentrale)
			3	Er zijn CO ₂ -emissies en er is sprake van verbetering t.o.v. kolencentrale maar veel mogelijkheden om dit aantal verder te verminderen (<75% minder uitstoot dan bij kolencentrale)
Materiaalgebruik	Impact op grondstoffen wereldwijd	Hoeveelheid materiaal benodigd per TWh t.o.v. conventionele energieproductie ³¹	0	Geen of verwaarloosbare gebruik van materialen
			1	Gebruik van materialen maar aanzienlijk mindere hoeveelheid t.o.v. kolencentrales (<5% van benodigde kilo materiaal per TWh bij kolencentrale).
			2	Gebruik van materialen maar mindere hoeveelheid t.o.v. kolencentrales (<50% van benodigde kilo materiaal per TWh bij kolencentrale).
			3	Gebruik van materialen vergelijkbare of gering mindere hoeveelheid t.o.v. kolencentrales (<90% van benodigde kilo materiaal per TWh bij kolencentrale).

Toelichting

De selectie van de beoordeelde milieuaspecten is gebaseerd op gelijksoortige effectbeoordelingen en op basis van *expert judgement*. Gezien het abstractieniveau van de beoordeling is bepaald of er op een milieuaspect in zijn algemeenheid een relevant effect kan optreden. Bij nadere beoordeling in het kader van toekomstige kernenergieprojecten zal, indien relevant, een gedetailleerde beoordeling op milieuaspecten wenselijk (of zelfs verplicht) zijn die meer specifiek potentiële effecten binnen een milieuaspect betreft. Hierna zijn de milieuaspecten die zijn meegenomen in dit rapport kort toegelicht.

³¹ Om een indicatie te krijgen van het gebruik van grondstoffen is een vergelijking gemaakt met een kolencentrale, aangezien hierbij zowel voor de installatie als voor de energieproductie grondstoffen zijn benodigd. Kolencentrales kunnen in dit opzicht gezien worden als een worst case scenario.

Geluid

Voor alle onderdelen van de energiemix, behalve wind op zee, geldt dat er in meer of mindere mate sprake is van geluid naar gevoelige objecten (zoals woningen). Hierdoor kunnen mensen in de omgeving het gebruik van een installatie opmerken en daar hinder van ondervinden. Geluid wordt bij deze beoordeling maatgevend geacht voor potentiële hinder.

Ecologie

Als gevolg van de ingenomen ruimte, emissies naar de omgeving (zoals stikstof, koelwater) of directe effecten op soorten (zoals verstoring of aanvaringsslachtoffers bij windturbines) kunnen negatieve effecten optreden. Deze effecten verschillen per type installatie.

Ruimtelijke functies

De plaatsing van een installatie heeft invloed op het bestaande ruimtegebruik en is mede afhankelijk van de geldende beleidskaders voor bijvoorbeeld geluid en veiligheid. Hierdoor kunnen toekomstige ontwikkelmogelijkheden in de omgeving mogelijk worden beperkt.

Externe en nucleaire veiligheid

Voor een aantal installaties, zoals kerncentrales en windturbines, geldt dat deze veiligheidscontouren hebben. De faalkans en het mogelijk effectbereik bij een calamiteit verschilt tussen de installaties. De faalkans en het effectbereik zijn eerst apart beoordeeld om de verschillen die hierin bestaan bij de verschillende installaties inzichtelijk te maken. Deze twee scores zijn vervolgens gebruikt om een algehele score te geven voor het milieuaspect externe en nucleaire veiligheid.

Landschap en cultuurhistorie

Landschapsstructuren en cultuurhistorische elementen worden beschermd vanwege hun bijzondere waarde. De plaatsing van een installatie kan deze waarden aantasten, bijvoorbeeld door het verwijderen van karakteristieke elementen of doordat de aanwezigheid van een installatie het aanzicht van het landschap verandert. De mate van aantasting verschilt per techniek en hangt af van het aantal installaties, de oppervlakte die ze innemen (zoals bij zonneparken op land), de locatie of de hoogte (zoals bij windturbines).

Water

Voor kerncentrales, elektrolyzers en waterstofcentrales wordt voor de koeling koelwater onttrokken, gebruikt en weer geloosd. De lozing van koelwater kan een effect hebben op de waterhuishouding en -kwaliteit.

Radioactief afval

Bij de productie van kernenergie komt radioactief afval vrij dat voor een lange tijd afgeschermd moet worden opgeslagen om effecten naar de fysieke leefomgeving te voorkomen. De hoeveelheid radioactief afval die geproduceerd wordt en mogelijke benodigde uitbreidingen van opslaglocaties is beoordeeld.

Straling

Bij kerncentrales en bij opslag van radioactief afval kan sprake zijn van vrijkomende ioniserende straling die, afhankelijk van het niveau, in potentie schadelijk kan zijn en derhalve beoordeeld is. Daarbij is het niveau van de straling en het bereik ervan relevant.

CO₂-emissies

De energievoorziening heeft een lange tijd voornamelijk plaatsgevonden met behulp van fossiele energiebronnen. Door verbranding werd energie opgewekt, maar dit ging gepaard met de uitstoot van broeikasgassen, hier vertaald naar CO₂-emissies. Deze emissies dragen bij aan klimaatverandering en luchtverontreiniging. De transitie naar een andere energieproductiemix is het gevolg van nationaal en

internationaal beleid dat gericht is op het terugdringen van CO₂-emissies. Ook bij de verschillende installaties voor duurzame energie komen CO₂-emissies vrij, bijvoorbeeld door het gebruik van grondstoffen, transport voor bouw en exploitatie, en bij de verwijdering van installaties aan het einde van hun levensduur. Omdat deze emissies een belangrijke aanleiding vormen voor de verandering van de energieproductiemix, was het relevant om deze te beoordelen.

Materiaalgebruik

De realisatie van een installatie vereist materiaal en soms ook grondstoffen tijdens de exploitatie. De winning en productie van materialen leidt tot milieueffecten op andere plaatsen en deze kunnen in schaal verschillen afhankelijk van de hoeveelheid materiaal dat is benodigd, de levensduur van installaties en het gebruik van grondstoffen tijdens de exploitatie.

4.3 Milieueffecten buiten beschouwing

De volgende tabel geeft een overzicht van de milieuaspecten die buiten beschouwing zijn gelaten aangezien deze naar verwachting niet aanzienlijk onderscheidend zijn. Daarnaast zijn sommige milieuaspecten dermate locatie-specifiek dat bij een goede locatiekeuze of voorbereiding, effecten relatief eenvoudig zijn te voorkomen. Dit betreft bijvoorbeeld het aspect archeologie.

De hieronder opgesomde milieuaspecten worden wel onderzocht in andere studies die in een latere fase plaatsvinden, zoals locatiestudies voor grote projecten, omgevingsbesluiten en/of milieueffectrapportages (MER). Een uitzondering hierop vormen de effecten in de materiaalketen elders in de wereld; deze worden eerder onderzocht en meegenomen als onderdeel van nationale en Europese normen voor materialen en producten.

In bijlage 3 van deze studie wordt een aanvullende verdieping gegeven op enkele milieuaspecten die niet direct van invloed zijn op de beoordeling in deze studie, maar wel bijdragen aan het bredere perspectief. Naast een verdieping op de milieuaspecten die wél binnen de reikwijdte van deze studie vallen, wordt ook kort ingegaan op verschillen in hinder tijdens de bouwphase en op effecten in de mondiale grondstoffenketen. Deze onderwerpen zijn in de praktijk relevant, maar vallen buiten de scope om in deze studie uitvoerig te behandelen.

Tabel 4-5 Milieueffecten die buiten beschouwing zijn gelaten in het onderzoek

Milieuaspect	Onderbouwing waarom buiten beschouwing
Hinder bouwphase	De hinder tijdens de bouw varieert sterk per type installatie. Kernenergie vereist een langdurige en intensieve bouwphase, terwijl zonne- en windenergie een beperkte impact hebben door een kortere bouwperiode. Omdat het effect tijdelijk en lokaal van aard is, is het niet een onderscheidend aspect voor de beoordeling gericht op de keuze voor een verschillende aandelen van energie opwekkers. Er is een tekst opgenomen over dit onderwerp in bijlage 3 om de verschillen wel te duiden.
Verkeer en mobiliteit	Dit aspect is niet beoordeeld, omdat voor alle installaties geldt dat er geen significante toename van verkeersbewegingen te verwachten is gedurende de exploitatie. Bouwverkeer kan tijdelijk hinder veroorzaken, zie ook het vorige aspect en hetgeen hierover opgenomen in bijlage 3. Effecten op natuur ten gevolge van stikstofemissies zijn onderdeel van het aspect ecologie.
Waterkwaliteit	Er vindt geen lozing van emissies naar water plaats, anders dan via koelwater wat beoordeeld wordt onder milieuaspect 'water'. Andere mogelijke effecten tijdens de bouwphase van de installaties zijn tijdelijk en naar verwachting niet aanzienlijk. Wel brengen een aantal installaties verhoogde risico's met zich mee brengen op chemische vervuiling door lekkages. Deze risico's zijn hieronder kort benoemd maar niet meegenomen in de effectbeoordeling omdat deze incidenteel zouden zijn en dus niet onderdeel zijn van de normale bedrijfsvoering. Het gaat om:

	• (Systeem)batterijen bevatten metalen zoals lithium, kobalt en nikkel die bij lekkage schadelijk kunnen zijn voor grondwaterkwaliteit. Hoewel moderne batterijsystemen beveiligd zijn tegen lekkage, blijft het risico bij schade aanwezig. • Waterstofcentrales en elektrolyzers maken gebruik van katalysatoren en membranen die zware metalen of chemische componenten kunnen bevatten. Incidenten kunnen leiden tot chemische verontreiniging. • Waterstofopslag in zowel vloeibare als gasvormige staat vereist robuuste infrastructuur om lekkages te voorkomen. Ten tijde van een lekkage kan dit leiden tot verspreiding van chemicaliën in het grondwater.
Bodem	Bij de verschillende technologieën is geen sprake van gebruik van bodembedreigende stoffen op een schaal die relevant is voor de weging van verschillende energieproductietechnieken. Ten aanzien van aanwezige bodemverontreinigingen en de impact hierop geldt dat dit bijzonder locatie specifiek is en niet onderscheidend voor de verschillende technieken waardoor ook vanuit dit oogpunt het aspect voor deze studie niet relevant is.
Archeologie	Archeologische waarden zijn locatie-specifiek. Beoordeling van dit aspect voor de weging van verschillende energieproductietechnieken is niet relevant. Daarbij is de waarde veelal dermate locatie specifiek dat dit niet onderscheidend is voor de technieken. Met de locatiekeuze of juiste voorbereiding zijn mogelijke effecten goed mitigeerbaar waardoor geen aanzienlijke effecten hoeven te worden verwacht.
Luchtkwaliteit	Tijdens de exploitatie is bij alle technieken geen sprake van relevante emissies naar de lucht, behalve mogelijk waterdamp. Tijdens de bouwphase kunnen bouwwerktuigen tijdelijke emissies genereren (zoals stikstof en fijnstof: NO ₂ , PM10, PM2.5). De stikstofemissies zijn meegenomen onder het thema ecologie.
Gezondheid	Potentiële gezondheidseffecten zijn beoordeeld via de belangrijkste relevante milieueffecten die een gezondheidsimpact kunnen hebben, zoals geluid, externe & nucleaire veiligheid en straling. Omdat deze effecten bij andere milieuaspecten al zijn meegewogen wordt dit niet als apart milieuaspect beschouwd in deze analyse.
Slagschaduw	De hinder door slagschaduw van windturbines is afhankelijk van de locatie en de nabijheid van gevoelige objecten. Omdat het effectgebied grotendeels overeenkomt met het effectbereik van geluid, is de potentiële hinder dus indirect onderdeel van de beoordeling onder 'geluid'. Daarnaast kan slagschaduw effectief worden beperkt door technische maatregelen, zoals automatische stilstandsregeling.
Verharding van de ondergrond	Installaties zoals kerncentrales en waterstofcentrales leiden lokaal tot aanzienlijk oppervlak aan verharding van de ondergrond, wat invloed heeft op het lokale watersysteem. Potentiële effecten zijn gerelateerd aan de specifieke locatie en bodemgesteldheid en bijzonder goed mitigeerbaar. Er is om deze reden geen aanleiding om aanzienlijke milieueffecten te verwachten die voor de onderzoeksvraag van deze studie relevant zijn.
Magneetvelden	Magneetvelden ontstaan bij alle elektrische installaties. Blootstelling aan relevante magneetveldniveau's blijft echter grotendeels beperkt tot de terreingrenzen van installaties zelf door strikte wettelijke normen. Hierdoor worden geen aanzienlijke milieueffecten verwacht die relevant zijn voor deze studie.
Overige afvalstoffen	Bij de exploitatie van de beschouwde energie opwekkers en -dragers komen geen relevante hoeveelheden afvalstoffen en/ of gevaarlijke afvalstoffen vrij die niet recyclebaar zijn vrij waardoor dit geen relevant aspect is voor de vergelijking van technieken. Alleen voor kerncentrales geldt dat er een relevante onverwerkbaar gevaarlijke afvalstroom is in de vorm van radioactief afval. Dit is als milieuaspect meegenomen in de effectbeoordeling onder 'radioactief afval'.
Effecten in de materialenketen elders in de wereld	In dit onderzoek zijn alleen de milieueffecten in Nederland beoordeeld. Mogelijke effecten op de leefomgeving, anders dan CO ₂ -emissies, in de materialenketen elders in de wereld worden in beleid geadresseerd maar zijn voor de beoordeling van de energieproductiemix in Nederland niet onderscheidend. Voor alle technieken geldt dat grondstoffen/ materialen worden ingezet met een materiaalketen die in effecten op de leefomgeving elders in de wereld kennen. Deze effecten gelden in het algemeen voor de productiewijze in de betreffende werelddelen en de keuze voor de onderzochte technieken leidt niet tot een relevante verandering van de potentiële effecten. Er is een tekst opgenomen in bijlage 3.

5 Toelichting milieuaspecten en effectrelaties

In dit hoofdstuk is uiteengezet op welke wijze de verschillende onderdelen van het energiesysteem invloed kunnen hebben op de leefomgeving. Dit is uitgesplitst naar de milieuaspecten uit het vorige hoofdstuk. Per milieuaspect is een algemene toelichting gegeven. Vervolgens zijn de relevante beleidskaders kort toegelicht, waarna is ingegaan op de potentiële effecten van de onderdelen van het energiesysteem op het aspect, inclusief onderlinge verschillen. Aangezien keuzes met betrekking tot ruimtelijke locatie en technische uitvoeringswijze pas in een later stadium aan de orde komen, zijn de beschrijving en beoordeling gericht op een hoger abstractieniveau, zoals weergegeven in hoofdstuk 4. Daarbij wordt uitgegaan van realistisch-conservatieve uitgangspunten, bijvoorbeeld ten aanzien van de wijze van koeling van kerncentrales en elektrolyse-installaties.

Tabel 5.1 geeft een overzicht van de milieuaspecten waarop de energie opwekkers en ondersteunende installaties zijn beoordeeld. Dit betreft de milieuaspecten waarvoor potentieel belangrijke milieueffecten kunnen ontstaan. Voor onderdelen van het energiesysteem geldt dat een aantal milieuaspecten niet of juist wel in potentie belangrijke milieueffecten met zich mee kunnen brengen. Zo is stralingsimpact uitsluitend relevant voor kernenergie, terwijl wind, zon en waterstof technologieën geen stralingsrisico's met zich meebrengen.

Tabel 5-1 Milieuaspecten die beoordeeld zijn per onderdeel van het energiesysteem

	Zon-PV	Wind op land	Wind op zee	Kern-energie	Systeem batterijen	Elektro-lyzers	Water-stof-centrale	Water-stof-opslag
Geluid	X	X		X	X	X	X	X
Ecologie	X	X	X	X	X	X	X	X
Ruimte-lijke functies	X	X	X	X	X	X	X	X
Externe & nucleaire veiligheid	X	X		X	X	X	X	X
Land-schap en cultuur-historie	X	X	X	X	X	X	X	X
Water				X		X	X	
Radio-actief afval				X				
Straling				X				
CO2-emissies	X	X	X	X				
Materiaal gebruik	X	X	X	X				

5.1 Geluid

5.1.1 Introductie

Geluid is een vorm van trillingen die zich door de lucht of water verspreidt. Geluid is een vanzelfsprekend onderdeel van het dagelijks leven maar overmatig of ongewenst geluid kan hinder veroorzaken. Geluidhinder ontstaat wanneer geluid als storend of belastend wordt ervaren. Dit kan variëren van lichte irritatie tot gezondheidsklachten, zoals stress, slaapverstoring en concentratieproblemen. De mate van hinder hangt af van verschillende factoren, waaronder het geluidsniveau, de frequentie, de duur en het tijdstip waarop het geluid optreedt.

Geluidhinder kan zowel door natuurlijke als door menselijke bronnen worden veroorzaakt. Denk bijvoorbeeld aan verkeer, industrie, bouwactiviteiten, muziek of windturbines. Vooral langdurige of onverwachte geluiden kunnen als storend worden ervaren.

Om geluidhinder te beperken, zijn bij ontwikkelingen die mogelijk geluidsoverlast veroorzaken vaak maatregelen vereist. Dit kan onder meer bestaan uit geluidsisolatie, afstandsregels en het naleven van geluidsnormen. Daarnaast kunnen een doordachte infrastructuur en ruimtelijke planning bijdragen aan een betere balans tussen geluidsproductie en leefbaarheid in de omgeving.

In dit onderzoek is onder meer de potentiële geluidshinder van verschillende onderdelen van het energiesysteem beoordeeld. Daarbij zijn relevante geluidsnormen en de reikwijdte van het geluid bepalend. Er is bij de effectbeoordeling van dit onderzoek alleen gekeken naar permanente geluidhinder in de exploitatiefase voor de verschillende onderdelen van het energiesysteem. Er zijn wel verschillen in de potentiële hinder tijdens de bouwfase, onder meer vanwege verschil in duur. Een beschrijving hierover is opgenomen in bijlage 3

Windparken op zee veroorzaken geen relevante geluidhinder voor de fysieke leefomgeving. Deze energieopwekker is dan ook niet beoordeeld op geluid.

5.1.2 Beleidskader

In deze paragraaf is het beleidskader voor geluid uiteengezet. Voor wind op land is er een apart beleid hierover gemaakt.

Wind op land

Voor windparken (3 windturbines of meer) gelden geen uniforme landelijke geluidsnormen maar wordt aansluiting gezocht bij de verwachte normen die hierna zijn genoemd. In het Ontwerpbesluit Windturbines Leefomgeving³² zijn uniforme normen voor potentiële hinder door geluid en slagschaduw gegeven.³³ Voor geluid zijn standaardwaarden van 45 dB Lden en 39 dB Lnight op de gevel van geluidsgevoelige objecten (zoals woningen) voorzien met een afwijkingsmogelijkheid tot 47 dB Lden en 41 dB Lnight. De normen zijn gebaseerd op onderzoek naar de hinderlijkheid van geluid door windturbines.

³² Rijksoverheid (2024), *Nationale concept windturbinebepalingen leefomgeving*.

³³ Voor deze conceptnormen waren geluidsnormen van 47 dB Lden en 41 dB Lnight het uitgangspunt. Dit werd gereguleerd in het voormalige gereguleerd Activiteitenbesluit milieubeheer en de Activiteitenregeling milieubeheer. Omdat de vaststelling van deze normen niet conform de juiste procedure is verlopen zijn deze niet meer geldig.

Tabel 5-2 concept uniforme geluidsnormen voor windturbines

Langtijdgemiddelde beoordelingsniveau	Lden (gemiddeld geluid dag-avond-nacht)	23.00-07.00 uur Lnight (gemiddeld geluid in deze periode)
Standaardwaarden	45 dB	39 dB
Grenswaarden	47 dB	41 dB

Andere onderdelen van het energiesysteem

Voor kerncentrales, (systeem)batterijen, elektrolyzers, waterstofcentrales en waterstofopslag gelden geen specifieke, afzonderlijke geluidsnormen. Er gelden algemene normen bij de gevel van geluidsgevoelige objecten voor industrieel geluid, vanuit de gedachte dat het type geluid en daarmee de mate van hinderlijkheid vergelijkbaar is. Met de invoering van de Omgevingswet zijn er in het Besluit kwaliteit leefomgeving (Bkl) en de omgevingsplannen van gemeenten standaard geluidsnormen opgenomen. De standaard geluidsnormen, die met de invoering van de Omgevingswet automatisch in hoofdstuk 22 van gemeentelijke omgevingsplannen terecht zijn gekomen, mogen binnen bepaalde bandbreedtes door gemeenten worden aangepast. De standaardnormen zijn de basis voor de beoordeling. Lokaal kunnen dus strengere of soepelere normen gelden.

Tabel 5-3 Standaard geluidsnormen

Langtijdgemiddelde beoordelingsniveau $L_{A,T}$	07.00-19.00 uur	19.00-23.00 uur	23.00-07.00 uur
Bij geluidsgevoelige objecten buiten bedrijventerrein	50 dB(A)	45 dB(A)	40 dB(A)
Bij geluidsgevoelige objecten op bedrijventerrein	55 dB(A)	50 dB(A)	45 dB(A)

5.1.3 Onderscheidende effecten

Ten behoeve van de beoordeling is de gemiddelde richtafstand gehanteerd per onderdeel van het energiesysteem waarbij kan worden aangenomen dat aan de normen kan worden voldaan.

Dit inzicht biedt een beeld van de reikwijdte van geluidseffecten en daarmee een maat voor potentiële hinder.

Bij vergelijking van de verschillende onderdelen van het energiesysteem heeft zon-PV de minste geluidsimpact. Systeembatterijen en elektrolyzers kennen onderling een vergelijkbare geluidsimpact. Windturbines, kerncentrales, waterstofcentrales en waterstofopslag kunnen tot op grotere afstand geluidsbelasting veroorzaken en daarmee een grotere impact op de geluidsbeleving in de omgeving.

Tabel 5-4 Duiding geluidseffecten bij de verschillende onderdelen van het energiesysteem

Onderdeel energiesysteem	Effecten	Indicatie afstand vanaf grens installatie waar aan geluidsnormen wordt voldaan ³⁴
Energie opwekkers		
Zon-PV	Zeer minimale klikgeluiden van omvormers. Bij grotere installaties wordt soms een transformatorstation geplaatst dat geluid produceert.	20 meter bij alleen omvormers 50 meter bij omvormers + transformatorstation³⁵
Wind op land	Windturbines produceren een zwiepend, ritmisch geluid, vooral hoorbaar in de nacht. Daarom gelden 's nachts strengere normen. Ook het transformatorstation produceert geluid, maar dit is minder maatgevend dan het geluid van de turbine zelf.	500-600 meter ³⁶
Wind op zee	Als gevolg van de plaatsing op meerdere kilometers uit de kust is er geen hinder naar gevoelige objecten.	n.v.t.
Kernenergie	Kerncentrales produceren voornamelijk mechanisch en laagfrequent geluid. Geluidsbronnen zijn onder meer pompen, ventilatoren (constante brom/zoem) en transformatoren.	400-600 meter ³⁷
Ondersteunende installaties		
(Systeem)batterijen	Mechanisch geluid tijdens laden/ontladen. Belangrijkste bronnen zijn ventilatoren van koelsystemen en omvormers (klikgeluid bij schakelmomenten).	200-500 meter ³⁸
Elektrolyzers	Mechanisch en pompende geluiden van ventilatoren, compressoren en pompen.	300-500 meter. ³⁹ Een deel van de elektrolyzers wordt op zee gerealiseerd. Voor deze installaties geldt dat er geen relevante geluidseffecten zijn naar de leefomgeving.
Waterstofcentrales	Mechanisch geluid en laagfrequent gebrom van verbrandingsmotoren, compressoren, ventilatoren en transformatoren.	500–1.600 meter zonder maatregelen. Met isolatie en geluidschermen: 500–1.000 meter. ⁴⁰

³⁴ De informatie is gebaseerd op expert judgement in combinatie met bestaande studies van TNO en RIVM.

³⁵ Op basis van expert judgement gebaseerd op praktijkervaring.

³⁶ Op basis van expert judgement door akoestisch expert in windenergieprojecten.

³⁷ Bij kerncentrale Borssele worden bij de dichtstbijzijnde woning, gelegen op circa 500 meter afstand vanaf het midden van het terrein, geluidsniveaus gemeten van maximaal 44 dB(A). Bij een grotere kerncentrale met meer vermogen kan deze afstand toenemen maar is ook de oppervlakte van de installatie aanmerkelijk groter waardoor beperkt grotere afstanden nodig zullen zijn vanaf de rand van het terrein van de installatie.

³⁸ Op basis van expert judgement

³⁹ Gebaseerd op de uitgangspunten die worden aangehouden voor elektrolyzers in VAWOZ. In VAWOZ wordt een afstand van 580 meter aangehouden voor een installatie van 1000 MW. In dit onderzoek wordt uitgegaan van installaties van 500 MW. Hierdoor wordt de richtafstand ingeschat op tussen de 300-500 meter.

⁴⁰ Door gebrek aan data over waterstofcentrales is als uitgangspunt genomen het geluid van aardgascentrale gebruikt omdat deze vergelijkbare installaties gebruiken. Het gaat dus om een grove inschatting.

Waterstofopslag	Mechanisch geluid en laagfrequent gebrom van compressoren, ventilatie en drukontlasting via leidingen/ventielen. Doordat delen van de installatie ondergronds zijn, reikt het geluid minder ver.	500–1000 meter ⁴¹
-----------------	--	------------------------------

5.2 Ecologie

5.2.1 Introductie

Energieprojecten kunnen negatieve effecten op natuurwaarden veroorzaken. De potentiële effecten verschillen per type project. Effecten kunnen optreden tijdens de bouwfase door de verstoring van aanwezige soorten door aanlegwerkzaamheden, aantasting van leefgebied van flora en fauna door verandering van grondgebruik (onder meer door vrijkomen van stikstofemissies) en tijdens de exploitatie kan de aanwezigheid of bedrijfsvoering leiden tot bijvoorbeeld verstoring van fauna of aanvaringsslachtoffers onder vogels en vleermuizen.

5.2.2 Beleidskader

Omgevingswet

De Omgevingswet regelt de bescherming van natuur en biodiversiteit binnen de fysieke leefomgeving en is sinds 1 januari 2024 in werking.⁴² Deze wet vervangt de Wet natuurbescherming en integreert ecologische bescherming binnen ruimtelijke ordening en vergunningverlening. De bescherming van natuur wordt binnen de Omgevingswet verder uitgewerkt in het Besluit kwaliteit leefomgeving (Bkl)⁴³ en het Besluit activiteiten leefomgeving (Bal).⁴⁴ Hierin wordt bepaald aan welke eisen moet worden voldaan om negatieve milieueffecten te beperken.

De Omgevingswet maakt een onderscheid tussen gebiedsbescherming en soortenbescherming, waarmee zowel de instandhouding van kwetsbare ecosystemen als de bescherming van individuele diersoorten wordt gewaarborgd.

Gebiedsbescherming

De Omgevingswet voorziet in de aanwijzing en bescherming van natuurgebieden met een bijzondere ecologische waarde. Hieronder vallen onder andere:

- **Natura 2000-gebieden**, maken onderdeel uit van een Europees netwerk van natuurgebieden die aangewezen zijn op basis van de Europese Vogelrichtlijn en Habitatrichtlijn. Per gebied zijn instandhoudingsdoelen voor kwetsbare soorten en habitats gesteld. Activiteiten die deze gebieden aantoonbaar kunnen schaden, vereisen een passende beoordeling toegestaan indien is aangetoond dat instandhoudingsdoelstellingen niet in gevaar komen;
- **Natuurnetwerk Nederland (NNN)**, een nationaal netwerk van natuurgebieden met als doel het versterken van biodiversiteit en ecologische verbindingen. Binnen het NNN gelden strikte regels om achteruitgang van de wezenlijke kwaliteiten en waarden te voorkomen en activiteiten met potentieel negatieve effecten vereisen beoordeling en goedkeuring;
- **KRM-gebieden** (Kaderrichtlijn Mariene Strategie) zijn beschermde mariene gebieden. Vanuit Europees beleid zijn deze gebieden aangewezen met als doel de gebieden te beschermen, herstellen en duurzaam te gebruiken. Voor projecten dient beoordeeld te worden of de goede

⁴¹ Op basis van *milieueffectrapport* voor HyStock project waterstofopslag bij Zuidwending.

⁴² *Omgevingswet*.

⁴³ *Besluit kwaliteit leefomgeving (Bkl)*.

⁴⁴ *Besluit activiteiten leefomgeving (Bal)*.

toestand van het mariene leefmilieu kan worden aangetast. De KRM is relevant voor de potentiële activiteiten op zee, windparken en elektrolyse op zee;

- **Nationale parken** en **provinciaal beschermde natuurgebieden**, die aanvullend op Europees beschermde gebieden een ecologische en recreatieve functie hebben en binnen provinciaal beleid worden beschermd.

Soortenbescherming

Naast gebiedsbescherming regelt de Omgevingswet ook de bescherming van inheemse dier- en plantensoorten. Voor projecten met potentieel negatieve effecten dient onderzocht te worden of er een invloed kan zijn op de gunstige staat van instandhouding van de populaties van beschermde soorten.

5.2.3 Onderscheidende effecten

Energieprojecten kunnen ecologische impact hebben door directe effecten op soorten of indirect via aantasting van leefgebied. De mate waarin effecten optreden is gerelateerd aan het type installatie, het aantal installaties en de locaties van installaties aangezien natuurwaarden verschillen per locatie.

Voor alle activiteiten op land geldt dat ten gevolge van de aanleg lokaal verstoring of aantasting kan optreden indien beschermde flora en fauna aanwezig is. De ruimtelijke schaal van installaties en de duur van aanlegwerkzaamheden zijn hierin bepalend. In het algemeen betreft dit tijdelijke en lokale effecten welke voor de vergelijking van onderschikt belang zijn.

Uitzondering hierop betreft het optreden van onderwatergeluid bij heiwerkzaamheden voor de bouw van windturbines op zee. Als gevolg van het aantal windturbines en de mogelijke opeenvolging van aanleg van windparken kan grootschalige verstoring populatie-effecten veroorzaken op geluidsgevoelige soorten als de bruinvis. De strikte normstelling voor onderwatergeluid en de ontwikkeling in geluid reducerende technologieën zorgen ervoor dat dit aspect een aandachtspunt is maar vooralsnog niet bepalend wordt gezien voor beoordeling van het aandeel kernenergie. Een tweede uitzondering betreft de potentiële emissie van stikstof ten gevolge van langdurige bouwwerkzaamheden voor een kerncentrale. Stikstofemissies komen vrij bij gebruik van werktuigen aangedreven door fossiele brandstof. Aangezien een groot aantal natuurgebieden stikstof overbelast is met negatieve gevolgen voor aanwezige flora en daarvan afhankelijke fauna kan een langdurige emissie van stikstof een beperking vormen voor de uitvoerbaarheid. Gezien de snelle ontwikkeling van emissievrije werktuigen de afgelopen jaren is dit een aandachtspunt, maar vooralsnog niet bepalend voor de beoordeling van het aandeel kernenergie. Dit geldt daarmee ook voor andere installaties waar sprake is van een kortere bouwperiode en derhalve kleinere potentiële emissies van stikstof.

De voornaamste ecologische effecten zijn directe effecten in de exploitatiefase, zoals verstoring, verlies van leefgebied of aanvaringsslachtoffers of indirect door emissies naar de omgeving, zoals emissie van koelwater.

Tabel 5-5 Effecten op ecologie van de verschillende onderdelen van het energiesysteem

Onderdeel energiesysteem	Effecten
Energie opwekkers	
Zon-PV	Zon op dak heeft geen relevante impact op ecologische waarden. Zonnevelden op de grond worden vaak in agrarisch gebied gerealiseerd en kunnen daardoor lokale flora en fauna verstoren en leefgebied beperken. Er is relatief veel ruimte nodig voor zon-PV in vergelijking met andere energie opwekkers. Vooral leefgebied van soorten die akker- en weides benutten, zoals vogels kunnen negatieve effecten optreden wanneer landbouwgrond grootschalig ingezet wordt voor zonnevelden.
Wind op land	Windturbines worden vaak op agrarische gronden, langs infrastructuur of bij industrieterreinen gerealiseerd. Dit kan in of in de nabijheid van natuurterreinen zijn. Tijdens de gebruiksfase is potentieel sprake van verstoring (aantasting leefgebied) door de aanwezigheid van windturbines en kunnen aanvaringsslachtoffers optreden onder vogel- en vleermuissoorten.
Wind op zee	Wind op zee heeft net als wind op land tijdens de gebruiksfase ecologische effecten vanwege kans op verstoring en aanvaringsslachtoffers onder vogels en vleermuizen. Daarnaast kunnen de effecten tijdens de bouwfase aanzienlijk zijn door onderwatergeluid ten gevolge van heien van fundaties.
Kernenergie	Kerncentrales worden in Nederland momenteel vooral in industriële omgevingen geprojecteerd nabij grote hoeveelheden water. De bouw van een kerncentrale kent een relatief lange periode waardoor potentieel gedurende lange periode stikstofemissies optreden. Het voornaamste potentiële negatieve ecologische effect betreft het onttrekken en lozen van koelwater.⁴⁵ Bij de inname van koelwater bestaat het risico dat organismen worden beschadigd of gedood door inzuiging. Lozing van warm water kan leiden tot beïnvloeding van soorten op populatieniveau en verstoring van interacties binnen het (lokale) ecosysteem, met name voor soorten die macrofauna en/of vis als hoofdvoedsel hebben. Het lozen van verwarmd koelwater veroorzaakt lokaal een verandering in abiotische factoren (watertemperatuur). Sommige soorten zijn tolerant voor deze omstandigheden of geven er zelfs de voorkeur aan, terwijl andere soorten deze omstandigheden vermijden. Dit kan lokaal leiden tot veranderingen in dichtheden, biomassa en soortensamenstelling. Rondom koelwater inname en lozing vinden periodiek baggerwerkzaamheden plaats om de capaciteit van inname en lozingspunten te behouden. Dit leidt lokaal potentieel tot verstoring van lokaal aanwezige soorten leidt door bodemroering, vertroebeling en geluid.. In het koelwater kunnen resten voorkomen van chemische stoffen die worden gebruikt om corrosie en aangroei van organismen in het koelwatersysteem te voorkomen. Het gaat hierbij expliciet niet om radioactieve stoffen. De stoffen die vrijkomen, kunnen lokaal tot negatieve effecten leiden voor individuen en populaties, mogelijk leidend tot verminderde reproductie- of overlevingskansen.⁴⁶
Ondersteunende installaties	
(Systeem)batterijen	(Systeem)batterijen worden veelal op industriële terreinen gerealiseerd, maar ook in agrarisch gebied nabij hoogspanning stations en bij opweklocaties van wind en zon op land.

⁴⁵ Uitgaande van Gen III-reactoren in dit rapport die doorstroomkoelingssysteem gebruiken. Gen IV-reactoren (de nieuwste in ontwikkeling) zouden mogelijk ook met andere methodes zoals lucht of warmteput gekoeld kunnen worden. Deze laatste generatie is nog in ontwikkeling en derhalve geen uitgangspunt voor de beoordeling.

⁴⁶ Zie ook het ecologisch onderzoek wat gedaan is voor het MER van kerncentrale Borssele.

	Effecten zijn beperkt tot beperkte verstoring in de direct omgeving naast de algemeen geldende effecten van gebiedsverandering en effecten door aanleg.
Elektrolyzers	De elektrolyzers worden naar verwachting gerealiseerd op industrieterreinen en op zee. Tijdens de exploitatiefase kunnen er negatieve ecologische effecten ontstaan door het onttrekken en lozen van koelwater. ⁴⁷ De potentiële effecten komen overeen met de effecten door koelwater zoals beschreven bij 'kernenergie' in deze tabel.
Waterstofcentrales	Net als (systeem)batterijen en elektrolyzers worden waterstofcentrales veelal op industriële terreinen gerealiseerd Tijdens de exploitatiefase kunnen er negatieve ecologische effecten ontstaan door het onttrekken en lozen van koelwater. De potentiële effecten komen overeen met de effecten door koelwater zoals beschreven bij 'kernenergie' in deze tabel.
Waterstofopslag	Grootschalige waterstofopslag, waarnaar in dit rapport wordt gekeken, is voorzien in al bestaande ondergrondse zoutcavernes of lege gasvelden. Hiervoor kunnen grotendeels de bestaande boorputten en installaties uit de aardgasindustrie worden hergebruikt. Er zullen daarom geen grote ecologische effecten optreden. Wellicht zullen er enkele aanpassingen/toevoegingen aan de al bestaande installaties moeten worden gedaan, waardoor tijdens de bouwfase algemene effecten optreden zoals aan het begin van de alinea beschreven.

5.3 Ruimtelijke functies

5.3.1 Introductie

Bij het milieuaspect ruimtelijke functies is gekeken naar de verhouding ruimtebeslag tot de energie opwekkers en de beperkingen die een installatie vormt voor bestaande en toekomstige ruimtelijke functies in de omgeving. Andere ruimtelijke functies zijn bijvoorbeeld landbouw, wonen, recreatie, defensie, natuur of industrie. De ontwikkeling naar een energieneutraal Nederland in 2050 heeft ingrijpende gevolgen voor de ruimtelijke inrichting van ons land.

Conflicterende ruimteclaims

De energietransitie kan een beperking vormen voor andere ruimtelijke opgaven, zoals:

- Woningbouw
- Verduurzaming van de landbouw
- Natuurontwikkeling
- Klimaatadaptatie (zoals waterbeheer en hittestress in stedelijk gebied)

Deze conflicterende claims vragen om integrale afweging en ruimtelijke prioritering. Binnen dit thema is daarom gekeken naar het ruimtebeslag van verschillende onderdelen van het energiesysteem. Dit betreft niet alleen het fysieke grondgebruik, maar ook de potentiële ruimtelijke beperkingen van een activiteit voor de omgeving. Een voorbeeld is de benodigde afstand tussen woningen en een kerncentrale: zodra een locatie vanuit het waarborgbeleid is aangewezen als mogelijke locatie voor een kerncentrale, geldt een beperking voor het maximaal aantal woningen binnen een vastgelegde contour.⁴⁸ Bij de beschrijving van de onderscheidende effecten van de onderdelen van het energiesysteem, is het ruimtebeslag en eventuele regels ten aanzien van afstand tot andere ruimtelijke functies nader uitgelegd.

⁴⁷ Dit is met name bij een doorstroomkoelingssysteem. In een gesloten koelsysteem is de impact op ecologie minder groot omdat er dan minder koelwater wordt onttrokken en geloosd. In dit rapport is conservatief uitgegaan van een doorstroomkoelingssysteem. Zie ook paragraaf 5.6 voor meer informatie.

⁴⁸ Waarborgingsbeleid kernenergie actualisatierapport.

5.3.2 Beleidskader

Sinds de inwerkingtreding van de Omgevingswet in 2024 staat het principe van een evenwichtige toedeling van functies aan locaties (ETFAL) centraal. Dit vraagt om een integrale afweging van maatschappelijke opgaven en ruimtelijke belangen, met het oog op een toekomstbestendige inrichting van Nederland. In dit milieuaspect is hierop ingegaan door te kijken naar het ruimtebeslag dat een installatie direct inneemt, evenals de beperkingen die deze oplegt aan andere functies in de omgeving, zoals woningen.

Relevante beleidskaders zijn de nationale, provinciale en gemeentelijke ruimtelijke beleidskaders die doelstellingen en opgaves formuleren voor onder meer duurzame energie, natuur, landbouw, woningbouw en economie, zoals in de Nationale Omgevingsvisie (NOVI) en het Programma Energiehoofdstructuur (PEH).⁴⁹ Voor de beoordeling in deze studie is relevant in welke mate een ruimtelijke claim en een beperking voor alternatieve ontwikkelingen wordt gelegd op een locatie.

Het PEH biedt richting aan de ontwikkeling van de nationale energie-infrastructuur tot 2050 en schetst ruimtelijke ontwikkelrichtingen voor onderdelen van nationaal belang, zoals hoogspanningsnetten, grootschalige energietransformatie, buisleidingen en energieopslag. De NOVI bevat de lange termijnvisie van het Rijk op de ruimtelijke inrichting van Nederland, waaronder ook de energietransitie en de daarbij horende ruimteclaims. Op provinciaal en gemeentelijk niveau wordt invulling aan deze rijkskaders gegeven via omgevingsvisies, omgevingsverordeningen en omgevingsplannen.

5.3.3 Onderscheidende effecten

De onderdelen van het energiesysteem die in dit onderzoek zijn beschouwd hebben op verschillende wijzen een 'claim' op ruimte. In Tabel 5-6 is uiteengezet hoeveel ruimte er nodig is voor een bepaalde eenheid van de installatie en wat het opwekpotentieel daarvan is per hectare. In Kader 5-1 is, met als voorbeeld zonne-energie, nader verklaard waarom de verschillen in opwek per hectare tussen de verschillende opwekkers zo groot kunnen zijn.

Tabel 5-6 ruimtebeslag, opbrengsten per hectare en beperkingen voor andere ruimtelijke functies uitgelegd voor de onderdelen van het energiesysteem

Onderdeel energiesysteem	Ruimtebeslag installatie op land in exploitatiefase	Hoeveel hectare per GWh per jaar ⁵⁰	Andere relevante beperkingen voor andere functies
Energie opwekkers			
Zon op dak	n.v.t.	n.v.t	Zon op dak heeft geen relevante impact op andere ruimtelijke functies. Er is geen extra ruimtegebruik, omdat zonnepanelen worden geplaatst op daken of op overkappingen die geen belemmering vormen voor de onderliggende functie.
Zonneveld (35 MW)	~35 hectare (ha) per installatie. ⁵¹	1,114 ha/GWh/jaar	Zonneparken worden primair op landbouwgrond gerealiseerd. Dit

⁴⁹ *Programma Energiehoofdinfrastructuur en Nationale Omgevingsvisie.*

⁵⁰ Dit is berekend op basis van uitgangspunten aantal hectares, vermogen van de installaties en de vollasturen die gangbaar zijn in Nederland voor deze energievorm.

⁵¹ Met moderne zonnepanelen kan uitgegaan worden van 1 hectare per MW. Dit cijfer kan variëren afhankelijk van de gebruikte type zonnepanelen.

			leidt tot tijdelijk of permanent verlies van agrarische productiefunctie voor de betreffende percelen. In sommige gevallen is multifunctioneel gebruik te realiseren, waarbij landbouwactiviteiten zoals begrazing of gewasgroei naast de zonnepanelen plaatsvinden. De ruimte kan ook niet worden gebruikt voor andere functies zoals woningbouw of industriële ontwikkelingen. Er zijn geen wettelijke veiligheidszones rond zonneparken. Andere functies (woningbouw, industrie) kunnen direct grenzen aan zonnevelden.
Wind op land (45 MW)	~3-5 ha per installatie. ⁵² Gerekend met 4 ha.	0,029 ha/GWh/jaar	Windturbines worden vooral op agrarische gronden geplaatst, met een beperkte fysieke voetafdruk (~0,5 ha per turbine). Bestaande landbouwactiviteiten rondom de turbines kunnen onbelemmerd worden voortgezet. Dit geldt ook voor de functionele impact op gebiedsgebruik zoals voor radarsystemen en vliegroutes. Er is sprake van een beperking door indirecte ruimtegebruik omdat met name woningbouw binnen een afstand van 500-600 meter niet of beperkt mogelijk is. Door de onderlinge afstand van windturbines van circa 4 maal de rotordiameter geldt deze beperking aan ontwikkelperspectief voor een relatief groot gebied per windpark. Dit betreft met name een beperking van grootschalige woningbouw.
Wind op zee (1 GW)	n.v.t. ⁵³	n.v.t.	Geen directe ruimtelijke beperkingen op land. Er is wel een impact op ruimtelijke functies op zee. Bij de aanwijzing van windparklocaties wordt rekening gehouden met bestaande aangewezen functies (zoals vaarroutes en militaire gebieden). De aanwezigheid van een windpark vormt een beperking

⁵² Uitgaande van multifunctioneel ruimtegebruik. Er is vanuit gegaan dat het bestaande grondgebruik van de omliggende gronden voortgezet wordt. Alleen de grond die verloren gaat aan de opstelplaats en windturbine fundering (samen circa 0,35 hectare) en toegangsweg (uitgegaan van 0,15 hectare, dit verschilt per locatie) zijn meegerekend. Voor opbrengstberekening uitgegaan van 0,5 hectare per windturbine ruimtebeslag.

⁵³ Er is alleen gekeken naar ruimtebeslag op land. Er zal wel een inkoopstation op land worden gebouwd maar dit wordt hier niet beschouwd omdat dit niet representatief is voor het ruimtegebruik van wind op zee.

			voor het vrij gebruik voor visserij en scheepvaart. Visgronden kunnen (tijdelijk) onbereikbaar worden bij het hanteren van veiligheidszones rond windparken. De ontwikkeling om medegebruik toe te staan leidt ertoe dat het windpark slechts een beperkte beperking hoeft te vormen. Door de grote aantallen windturbines zullen bestaande functies echter te maken kunnen krijgen met aanvullende gebruikseisen, zoals aangepaste vaarroutes.
Kernenergie (1,6 GW)	~60 ha per installatie.	0,006 ha/GWh/jaar	De realisatie van een kerncentrale heeft aanzienlijke invloed op diverse ruimtelijke functies, waarbij vanwege de schaal, strenge veiligheidsvoorschriften en maatschappelijke gevoeligheid een zorgvuldige afweging noodzakelijk is. In het verleden zijn er verschillende onderzoeken uitgevoerd naar geschikte locaties voor kerncentrales.⁵⁴ Hieruit zijn locaties geselecteerd waar bepaalde ruimtelijke ontwikkelingen, zoals woningbouw, worden tegengehouden om toekomstige bouw van kerncentrales niet te belemmeren. Dit waarborgingsbeleid is vastgelegd in het Besluit kwaliteit leefomgeving, artikel 5.158, waarin de waarborglocaties Borssele/Vlissingen, Eemshaven en Maasvlakte I geografisch zijn afgebakend.⁵⁵ Binnen een straal van één kilometer rondom deze locaties mag het omgevingsplan niet toestaan dat het aantal inwoners boven de 5.000 uitkomt, noch de bouw van andere kwetsbare of zeer kwetsbare gebouwen, met uitzondering van strikt noodzakelijke voorzieningen. Daarnaast geldt dat in verband met geluidsnormen een afstand van 400-600 meter gehouden moet worden tot gevoelige objecten zoals woningen.
Kernenergie (0,5 GW) (kerncentrale Borssele)	46 ha	0,015 ha/GWh/jaar	
Kernenergie (SMR, 200 MW)	~ 4-8 ha per installatie. Gerekend met 6 ha.	0,005 ha/GWh/jaar	

⁵⁴ Waarborgingsbeleid kernenergie actualisatierapport.

⁵⁵ Samenvatting waarborgingsbeleid door Antea Group.

			Kerncentrales worden doorgaans gesitueerd in industriële zones nabij water, wat gunstig is voor energie-intensieve industrieën of de benutting van restwarmte. Tegelijkertijd brengt dit beperkingen met zich mee voor andere industriële activiteiten in de directe omgeving.
Ondersteunende installaties			
(Systeem)batterijen 200 MW	~3-6 ha per 200 MW ⁵⁶ Uitgangspunt 4 ha.	N.v.t.	In verband met geluidsnormen geldt een beperking voor realisatie van woningen (geluidsgevoelige objecten) binnen een afstand van circa 200-550 meter van de systeembatterij. Daarnaast dient een beperkte veiligheidszone gehanteerd te worden die kleiner is dan deze afstand
Elektrolyzers (500 MW)	~5-10 ha per installatie ⁵⁷ Uitgangspunt 8 ha.	N.v.t.	In verband met geluidsnormen geldt een beperking voor realisatie van woningen (geluidsgevoelige objecten) binnen een afstand van circa 300-500 meter van een installatie. Daarnaast dient een beperkte veiligheidsafstand te worden gehanteerd die in principe niet groter is dan genoemde afstand. Een deel van de elektrolyzers wordt op zee gerealiseerd. Voor deze installaties geldt dat de impact op andere ruimtelijke functies minimaal is.
Waterstofcentrales (1 GW)	~10-15 ha per installatie ⁵⁸ Uitgangspunt 12 ha.	N.v.t.	In verband met geluidsnormen geldt een beperking voor realisatie van woningen (geluidsgevoelige objecten) binnen een afstand van circa 500-1.600 meter van een installatie. Daarnaast dient een beperkte veiligheidsafstand te worden gehanteerd die in principe niet groter is dan genoemde afstand. Voor waterstofcentrales wordt gekeken naar de ombouw van bestaande gascentrales. Indien hiervoor gekozen zou worden is het extra ruimtebeslag beperkt.

⁵⁶ Gebaseerd op projectplannen, waaronder een 200 MW batterijsysteem in de gemeente Dronten (6 hectare) en een 250 MW systeem in de Noordoostpolder (4 hectare).

⁵⁷ Gebaseerd op uitgangspunten studie RHDHV naar waterstof voor ministeries van EZK en I&W. Vergelijkbare uitgangspunten zijn gehanteerd in programma VAWOZ.

⁵⁸ Rotterdam Maasvlakte 1 GW waterstoffabriek gaat uit van 11 hectare en in de Eemshaven is dit geschat op 12 hectare.

Waterstofopslag (0,25 TWh)	~ 10 ha per locatie ⁵⁹	N.v.t.	Er zal veelal naar bestaande locaties gekeken worden waar met boorputten gewerkt wordt in bestaande gasvelden en zoutcavernes. ⁶⁰ Ten opzichte van het huidige gebruik is extra ruimtebeslag en dus beperkingen voor andere ruimtelijke ontwikkeling beperkt. Het pompstation voor het vullen en benutten van de velden /cavernes veroorzaakt een geluidsimpact naar de omgeving met een beperking voor woningen (geluidsgevoelige objecten) van circa 500-1000 meter.
----------------------------	-----------------------------------	--------	---

⁵⁹ Gebaseerd op groottes van bestaande boorlocaties gasvelden en zoutcavernes.

⁶⁰ De verwachting is dat er zowel opslag plaats gaat vinden in lege gasvelden als bestaande zoutcavernes. Mocht opslag in lege gasvelden toch economisch onvoldoende rendabel zijn dan dienen er extra zoutcavernes gecreëerd te worden om de beoogde hoeveelheden waterstof te kunnen opslaan. Dit zou meer milieueffecten tot gevolg hebben.

Kader 5-1 ruimtebeslag en efficiëntie uitgelegd, voorbeeld zonne-energie.

Ruimtebeslag en efficiëntie van zonne-energie

Het ruimtebeslag per eenheid productie van zonne-energie is relatief hoog in vergelijking met andere energiebronnen. Dit komt door de lage energiedichtheid, wat direct samenhangt met het beperkte aantal vollasturen (~900 per jaar in Nederland).

Wat zijn vollasturen?

Vollasturen geven aan hoeveel uur een installatie theoretisch op vol vermogen (100%) zou moeten draaien om dezelfde hoeveelheid energie op te wekken als ze in werkelijkheid produceert.

Als een zonnepaneel van 1 kW in Nederland jaarlijks 900 kWh produceert:
 900 kWh / 1 kW = 900 vollasturen

Dit komt overeen met een capaciteitsfactor van ~10% (900/8.760 uur), wat betekent dat maar circa 10% van het maximale opwekkingspotentieel wordt benut. De beperkte vollasturen bij zonne-energie zijn het gevolg van:

- Weerafhankelijkheid: Zonnepanelen produceren alleen bij daglicht en zijn gevoelig voor bewolking.
- Seizoen variatie: In wintermaanden is de opbrengst aanzienlijk lager.
- Dag-nachtcyclus: 's Nachts wordt geen energie opgewekt.

De combinatie van twee factoren zorgt voor het grotere ruimtebeslag van zonne-energie:

- Lager vermogen per eenheid: Zonnepanelen hebben een intrinsiek lagere vermogensdichtheid (~150-200 W/m²) vergeleken met andere energiebronnen.
- Beperkte productietijd: ~900 vollasturen in Nederland (t.o.v. ongeveer 3.000 voor wind op land en 6.000-6.500 voor kernenergie).

Dit dubbele effect - lagere vermogensdichtheid én minder productieve uren - verklaart waarom zonne-energie 40× meer ruimte vereist ten opzichte van wind op land, en tot wel 200× meer dan kernenergie voor een vergelijkbare energieproductie per jaar.

5.4 Externe en nucleaire veiligheid

5.4.1 Introductie

Externe veiligheid heeft betrekking op de risico's voor mens en milieu als gevolg van incidenten met gevaarlijke stoffen of installaties. Nucleaire veiligheid betreft het veilig functioneren van kernenergie-installaties en het voorkomen van radioactieve emissies naar de omgeving.

De toename van activiteiten zoals grootschalige waterstofproductie en -opslag, batterijopslag en de mogelijke bouw van nieuwe kerncentrales vraagt om een zorgvuldige afweging van deze veiligheidsrisico's, mede in relatie tot ruimtelijke ordening en maatschappelijke acceptatie. Wind op zee is in deze studie niet beoordeeld op dit milieuaspect omdat er geen relevant externe veiligheidsrisico's zijn voor de leefomgeving anders dan aanvaringskansen voor scheepvaart.

In de effectbeoordeling in hoofdstuk 6 is gekeken naar de feitelijke veiligheidsrisico's. Hiertoe wordt eerst in

Kader 5-2 nader uitleg gegeven over veiligheidsmaatregelen bij kerncentrales. In bijlage 3 is toegelicht dat de veiligheidsbeleving of -perceptie niet hetzelfde is als de feitelijke situatie. Daarnaast is het relevant om op te merken dat bij de beoordeling van veiligheidsrisico's ook de omgeving van een installatie een belangrijke rol speelt. In deze studie zijn geen locaties aangewezen waardoor dit niet kon worden

meegenomen, dit principe is wel nader toegelicht in Bijlage 3. Tot slot is bij de beoordeling van de veiligheid van installaties uitgegaan van de kans op onbedoelde (niet-bewuste) incidenten. Gevoeligheid voor geopolitieke ontwikkelingen en opzettelijke sabotage of andere bewuste menselijk acties zijn niet meegenomen in de effectbeoordeling, maar komt wel aan bod in bijlage 3.

Kader 5-2 Nucleaire veiligheidsmaatregelen uitgelegd⁶¹

Nucleaire veiligheid: hoe houden we kerncentrales in Nederland veilig?

Nederlandse kerncentrales zijn veilig omdat ze moeten voldoen aan strenge nationale en internationale veiligheidseisen. Dit betekent dat ze bestand zijn tegen extreme situaties zoals aardbevingen en overstromingen. De kans op een ernstig ongeval is daardoor zeer klein.

Hoe wordt die veiligheid gegarandeerd?

- Kerncentrales zijn ontworpen volgens het principe van 'gelaagde veiligheid'. Dit houdt in dat er meerdere onafhankelijke technische, organisatorische, procedurele en administratieve lagen zijn die elkaar aanvullen. Als er iets misgaat in één laag, vangen de andere lagen het op. Hierdoor faalt bij een mankement nooit in één keer het volledige veiligheidssysteem, maar is er altijd een onafhankelijke achterliggende laag. Zo blijft het veiligheidssysteem altijd functioneren.
- De Autoriteit Nucleaire Veiligheid en Stralingsbescherming (ANVS) houdt continue streng toezicht. Zij stelt regels op, verleent vergunningen, controleert de naleving en grijpt in als dat nodig is. De ANVS ziet erop toe dat de nucleaire veiligheid en stralingsbescherming in Nederland voldoen aan de hoogste eisen. Nieuwe inzichten die in de loop der tijd worden opgedaan, al dan niet door ontwikkelingen bij andere centrales in de wereld, kunnen leiden tot nieuwe eisen aan kerncentrales.
- Elke tien jaar worden kerncentrales grondig geëvalueerd en aangepast aan de nieuwste technische inzichten. Deze toetsing heet de 10EVA. Ook worden internationale ervaringen en nieuwe ontwikkelingen meegenomen in de veiligheidsmaatregelen.
- Er zijn uitgebreide noodplannen en oefeningen om voorbereid te zijn op ongevallen. De minister van Infrastructuur en Waterstaat en de overige betrokken ministers zijn verantwoordelijk voor de voorbereiding van de organisatie voor een doelmatige bestrijding van kernongevallen. In dit kader is onder meer het Landelijk Crisisplan Straling geschreven.

5.4.2 Beleidskader

In Nederland is het waarborgen van de veiligheid van mens en milieu een belangrijk uitgangspunt bij de ruimtelijke inpassing van risicovolle activiteiten. Het beleid voor externe veiligheid is gericht op het beheersen van risico's voor de omgeving als gevolg van het gebruik, de opslag en het transport van gevaarlijke stoffen, evenals van risicovolle installaties. Bij nucleaire veiligheid gaat het specifiek om het voorkomen van incidenten met stralingsgevaar, met name bij kerncentrales en andere nucleaire inrichtingen.

Externe veiligheid

Het externe veiligheidsbeleid is vastgelegd in verschillende wetten, besluiten en richtlijnen. De kern hiervan is het Besluit kwaliteit leefomgeving (Bkl), onderdeel van de Omgevingswet.⁶² Dit besluit stelt risicogrenzen aan activiteiten die externe veiligheidsrisico's met zich meebrengen. Centraal staan hierin het plaatsgebonden risico (PR) – de kans per jaar dat iemand op een bepaalde plaats overlijdt door een ongeval – en het groepsrisico (GR) – de kans op een ongeval met meerdere slachtoffers.

⁶¹ Zie voor meer informatie ook de webpagina hierover van de [Rijksoverheid](#), de [ANVS](#) en het [Landelijk Crisisplan Straling](#).

⁶² [Besluit Kwaliteit Leefomgeving](#).

Voor risicovolle activiteiten, zoals chemische fabrieken of installaties voor waterstofproductie, zijn veiligheidsafstanden vastgelegd. Binnen deze afstanden mogen bepaalde kwetsbare of beperkt kwetsbare objecten (zoals woningen, ziekenhuizen of scholen) niet worden gerealiseerd, tenzij er zwaarwegende argumenten en mitigerende maatregelen zijn. Ook voor het vervoer van gevaarlijke stoffen over spoor, weg, water en buisleidingen gelden normen op basis van dezelfde risicobenadering.

Nucleaire veiligheid

Het nucleaire veiligheidsbeleid wordt vormgegeven in lijn met internationale normen met als basis Europese richtlijn voor nucleaire veiligheid (2014/87/Euratom) en verder aangevuld met standaarden van het Internationaal Atoomenergieagentschap (IAEA). In Nederland wordt de uitvoering van het nucleaire toezicht en beleid geregeld via de Kernenergiewet (Kew). Hierin zijn onder andere de vergunningsprocedures, veiligheidseisen en toezichtmechanismen vastgelegd. De Kew is een raamwet, hetgeen inhoudt dat in de wet alleen de hoofdlijnen staan en dat een aantal onderwerpen nader geregeld wordt in een algemene maatregel van bestuur (AmvB) en/of een ministeriele regeling. Voorbeelden daarvan zijn het Besluit kerninstallaties, splijtstoffen en ertsen (Bkse), het Besluit basisveiligheidsnormen stralingsbescherming (Bbs) en de Regeling nucleaire veiligheid kerninstallaties (Rnvk).

Op grond van de wet moet elke kerncentrale een veiligheidsanalyse uitvoeren en maatregelen nemen om de kans op ernstige ongevallen zo klein mogelijk te maken. Daarbij horen ook eisen aan crisisbeheersing en rampenplannen in samenwerking met veiligheidsregio's. De Autoriteit Nucleaire Veiligheid en Stralingsbescherming (ANVS) is de toezichthouder voor nucleaire veiligheid en stralingsbescherming.

Beleidsontwikkeling in de context van de energietransitie

De energietransitie brengt nieuwe situaties voor het veiligheidsbeleid met zich mee, bijvoorbeeld door de opkomst van grootschalige waterstofproductie, batterijopslag en nieuwe vormen van energieopwekking en -opslag. De Rijksoverheid werkt daarom aan een actualisatie van veiligheidsnormen en -instrumenten die passen bij de veranderende aard van het energiesysteem. Ook is in de Nationale Omgevingsvisie (NOVI) vastgelegd dat veiligheid structureel moet worden meegewogen in ruimtelijke keuzes.

5.4.3 Onderscheidende effecten

Het overzicht van Tabel 5-7 beschrijft de potentiële impact van incidenten per onderdeel van het energiesysteem, ingedeeld naar effectbereik (lokaal, bovenlokaal of nationaal⁶³), de kans op incidenten en de bijbehorende risico's en veiligheidsmaatregelen.

Wanneer gekeken wordt naar verschillen in effectbereik is te zien dat systemen zoals zon-PV, wind en elektrolyzers een lokaal effect kunnen hebben. Het kan gaan om brand door defecte omvormers, bladbreuk of waterstoflekken. De risico's bij windturbines en elektrolyzers zijn goed beheersbaar met veiligheidsprotocollen. Grotere installaties zoals waterstofcentrales of grootschalige waterstofopslag kunnen in potentie bij incidenten leiden tot bovenlokale effecten. Bij een incident met een waterstofcentrale kan er door de omvang van de locatie bij een brand sprake zijn van bovenlokale effecten. Bij grootschalige waterstofopslag worden grootschalige lekkages niet aannemelijk geacht. Echter omdat het om zeer grote volumes waterstof gaat, kan een incident, waarbij er waterstof vrij zou komen, in potentie veel langer kunnen duren en/of kunnen er hogere concentraties van waterstof zich ophopen. In dit worst-case scenario, waar een zeer kleine kans op is, kan gesproken worden over mogelijke bovenlokale effecten bij een incident. Kernenergie kan bij ernstige incidenten potentieel landelijke of zelfs internationale gevolgen hebben. Kernongevallen kunnen leiden tot radioactieve besmetting over grote afstanden.

⁶³ In deze context betekent lokaal incidenten beperkt tot directe omgeving, bovenlokaal impact op meerdere gemeenten/regio's en nationaal impact op landelijk niveau.

Als gekeken wordt naar de kans op incidenten dan is deze op grond van ontwerpveiligheidsnormen het laagste bij kerncentrales. Kerncentrales hebben extreem lage faalkansen doordat kerncentrales ontworpen zijn volgens het 'defence-in-depth'-principe en voldoen aan strikte internationale normen (IAEA). Voor de andere onderdelen van het energiesysteem geldt dat er sprake is van een iets grotere – maar nog steeds minimale – kans op incidenten (ingeschat als 'laag'). Voor waterstofcentrales wordt een beperkt hoger risico op brand of explosies voorzien, welke echter beheersbaar is door toepassing van geavanceerde koel- en detectiesystemen.

Tabel 5-7 Veiligheid bij verschillende onderdelen van het energiesysteem⁶⁴

Onderdeel energiesysteem	Effectbereik bij incidenten (lokaal, bovenlokaal of (inter)nationaal)	Kans op incidenten	Specifieke risico's en mitigerende maatregelen
Energie opwekkers			
Zon-PV	Lokaal	Laag	Brandrisico bij defecte omvormers of slechte kabelverbinding
Wind op land	Lokaal	Laag	Mechanische falen (bv. bladbreuk), ijsafworp; veiligheidsbuffers om risico's van vallende onderdelen te beperken
Wind op zee	n.v.t.		
Kernenergie	Internationaal	Zeer laag	Vrijkomen radioactiviteit door beschadiging. Kernenergiewet, IAEA-normen en bescherming tegen externe dreigingen (bestand tegen o.a. vliegtuiginslag, cyberbeveiliging)
Ondersteunende installaties			
(Systeem)batterijen	Lokaal - bovenlokaal	Laag ⁶⁵	Brand- en ontploffingsgevaar lithium-ion; koel- en beveiligingssystemen vereist
Elektrolyzers ⁶⁶	Lokaal	Laag	Waterstoflekken (explosierisico); ATEX-zonering en geavanceerde lekkagedetectie om

⁶⁴ Er is onder meer gebruik gemaakt van een onderzoek van expert judgement, het *Nederlandse Instituut Publieke Veiligheid over veiligheidsaspecten in de energietransitie* en pilot door Gasunie en TNO inzake waterstofopslag bij Zuidwending.

⁶⁵ Sinds het uitkomen van het rapport van het Nederlandse Instituut Publieke Veiligheid, zijn nationale veiligheidsrichtlijnen (PGS37-1) opgesteld waardoor het veiligheidsrisico bij systeembatterijen lager is geworden.

⁶⁶ Een deel van de elektrolyzers wordt op zee gerealiseerd en vormt daarmee geen gevaar voor leefomgeving ten aanzien van externe veiligheid.

			explosierisico's te minimaliseren
Waterstofcentrales	Bovenlokaal	Matig	Grootschalige brandpreventie; veiligheidsprotocollen vergelijkbaar met aardgasinstallaties
Waterstofopslag ⁶⁷	Lokaal - bovenlokaal	Laag	Waterstoflekken (explosierisico); lekdichtheidssystemen zoals bij aardgas

5.5 Landschap en cultuurhistorie

5.5.1 Introductie

Voor het milieuaspect landschap en cultuurhistorie is gekeken naar de impact van de verschillende onderdelen van het energiesysteem op deze thema's.⁶⁸

Landschap

Landschap heeft betrekking op de onderlinge samenhang tussen elementen in een gebied en de relatie met het gebruik ervan. Het is geen statisch begrip, maar voortdurend in verandering door natuurlijke processen en menselijk handelen. De waarneming en beleving door mensen spelen hierbij een cruciale rol. Elementen zoals dorps- en stadssilhouetten, bebouwingslinten, zichtlijnen en groene structuren dragen bij aan de herkenbaarheid en karakteristiek van een landschap.

Grote energieprojecten kunnen deze samenhang beïnvloeden, zowel door fysieke ingrepen als door veranderingen in de ruimtelijke beleving. De toevoeging van nieuwe structuren kan verstoringen veroorzaken in bestaande landschappelijke patronen en invloed hebben op schaal, openheid en zichtlijnen. Daarnaast kan lichtvervuiling het karakter van een gebied veranderen.

Cultuurhistorie

Cultuurhistorische waarden omvatten zowel bouwkundige als historische geografische structuren die door menselijk handelen zijn ontstaan. Dit omvat beschermde monumenten, historische bebouwingspatronen, oude dijkstructuren en verkavelingspatronen die bepalend zijn voor de identiteit van een gebied. Grote ruimtelijke ingrepen kunnen deze waarden aantasten, zowel fysiek als visueel, waardoor de historische samenhang van het landschap wordt verstoord. Onder dit kopje worden niet archeologische waarden verstaan. Zoals omschreven in paragraaf 4.3 zijn de effecten op mogelijke archeologische waarden dermate locatie-specifiek dat deze geen onderdeel vormen van deze studie.

⁶⁷ Uit onderzoek blijkt dat het technisch mogelijk is om waterstof veilig op te slaan in zoutcavernes, maar om de risico's goed te kunnen beheersen is aanvullend onderzoek noodzakelijk. Er zijn nog onzekerheden over bijvoorbeeld het gedrag van het zout op lange termijn en de invloed van waterstof op de integriteit en stabiliteit van de caverne. Voor grootschalige opslag van waterstof in lege gasvelden lopen momenteel diverse (internationale) onderzoeksprojecten, zoals EUH2STARS. Deze projecten richten zich onder meer op het aantonen van de technische en maatschappelijke haalbaarheid, veiligheid en betaalbaarheid van waterstofopslag in gasvelden.

⁶⁸ Nieuwe hoogspanningsverbindingen kunnen in de toekomst ook een aanzienlijke invloed hebben op het landschap. In dit onderzoek is echter uitsluitend gekeken naar energie opwekkers en ondersteunende installaties.

5.5.2 Beleidskader

Erfgoedwet

De Erfgoedwet bundelt sinds 2016 alle regelgeving omtrent het behoud en beheer van cultureel erfgoed in Nederland.⁶⁹ De wet omvat onder andere de bescherming van museale objecten, monumenten en archeologische vindplaatsen. Waar de Omgevingswet zich richt op de omgang met erfgoed binnen de fysieke leefomgeving, regelt de Erfgoedwet specifiek de duiding en instandhouding van cultuurgooederen in overheidsbezit. Deze wet vormt, samen met de Omgevingswet, de basis voor een integrale benadering van erfgoedbescherming in Nederland.

Omgevingswet en onderliggende besluiten

De omgang met cultureel erfgoed in de fysieke leefomgeving wordt geregeld in de Omgevingswet.⁷⁰ Dit omvat onder andere de vergunningverlening voor rijksmonumenten, de aanwijzing van beschermde stads- en dorpsgezichten en de integratie van erfgoed in omgevingsplannen. De bescherming van erfgoed is verder vastgelegd in het Besluit activiteiten leefomgeving (Bal), de omgevingsverordening en het omgevingsplan. De Omgevingswet schrijft voor dat overheden zelf regels en afwegingen kunnen maken over de ruimtelijke inpassing. Overheden kunnen zo via een Omgevingsvisie, Omgevingsplan of Omgevingsverordening bepalen welke landschappelijke en cultuurhistorische waarden zij belangrijk vinden en welke eisen ze willen stellen aan de inpassing van ontwikkelingen. Hierbij valt bijvoorbeeld te denken aan locatie, hoogte, omvang of opstelling. Overheden kunnen ook een omgevingswaarde vastleggen, waarmee ze een kwaliteit vastleggen die ze voor de fysieke leefomgeving wil bereiken/behouden.

Nationale Omgevingsvisie

De Nationale Omgevingsvisie (NOVI) schetst het langetermijnbeleid voor de fysieke leefomgeving in Nederland en biedt richtlijnen tot 2050.⁷¹ Binnen deze visie is 'nationaal belang 19' van toepassing op landschap en cultuurhistorie. Dit richt zich op het behouden en versterken van cultureel erfgoed en landschappelijke waarden van (inter)nationaal belang.

5.5.3 Onderscheidende effecten

Voor het aspect landschap en cultuurhistorie is er een duidelijk onderscheid tussen de verschillende onderdelen van het energiesysteem in de mate en wijze waarop landschappelijke waarden (onomkeerbaar) worden aangetast (zie Tabel 5-8). Factoren zoals locatie, schaal, zichtbaarheid en ruimtelijke inpassing bepalen in hoeverre een installatie bestaande structuren beïnvloedt.

Tabel 5-8 Onderscheidende effecten landschap en cultuurhistorie per onderdeel van het energiesysteem

Onderdeel energiesysteem	Effecten
Energie opwekkers	
Zon-PV	Zon op dak heeft een minimale impact op landschap en cultuurhistorie. Zonnepanelen zijn niet toegestaan op daken van rijksmonumenten. Zonnenvelden veranderen open landschappen doordat bestaande gebiedsgebruik wordt omgezet in zonneparken. Dit is op zichzelf een aantasting en kan leiden tot versterking van bestaande ruimtelijke patronen. De impact is te beperken door bijvoorbeeld een natuurlijke

⁶⁹ *Erfgoedwet*

⁷⁰ *Omgevingswet*

⁷¹ *Nationale Omgevingsvisie (2020)*.

	omheining, echter zal voor zonnevelden altijd een hoog ruimtebeslag in het landschap blijven gelden.
Wind op land	Windturbines zijn tot op grote afstand zichtbaar en hebben daardoor met name een negatieve impact op het bestaande landschap van open landschappen door de hoogte van de windturbines en bewegende rotor. Dit kan onder meer de beleving, rust en zichtlijnen beïnvloeden en schaalverschillen veroorzaken. Ook kan er sprake zijn zichtbare verlichting die op de windturbines ten behoeve van de luchtvaart. Recent is de ontwikkeling van vliegtuigdetectie dermate dat bij toepassing van dergelijke technieken verlichting uitgeschakeld kan blijven indien er geen vliegtuigen in de nabijheid zijn. Naast de benodigde onderdelen zoals funderingen, kraanopstelplaatsen en toegangswegen, blijft het bestaande landschap grotendeels onaangetast aanwezig.
Wind op zee	Windturbines op zee kunnen het landschap op zee beïnvloeden. Bij het deel van de windparken dat op grote(re) afstand van de kust ligt, is de impact op landschap zoals deze wordt beleefd minimaal (beperkt tot varenden). Ook hier kan er sprake zijn van zichtbare verlichting waarvoor hetzelfde geldt als bij wind op land.
Kernenergie	Kerncentrales kunnen beschikken over reactorgebouwen en koeltorens die aanzienlijk groot zijn en daardoor goed zichtbaar zijn in het landschap. Koeltorens zijn echter niet altijd noodzakelijk bij kerncentrales. Omdat het in dit geval om een beperkt aantal installaties gaat, die doorgaans op industriële locaties worden geplaatst, blijft de verstoring van het landschap en het cultuurhistorisch erfgoed relatief beperkt tot de lokale situatie.
Ondersteunende installaties	
(Systeem)batterijen	(Systeem)batterijen zijn compact en hebben een minimale visuele impact, vooral wanneer in industriegebieden worden gerealiseerd. Er zullen ook systeembatterijen gerealiseerd in weilanden nabij hoogspanning stations of bij zon- en wind opwekinstallaties. In dit geval is de impact op het landschap groter. Als er zo veel mogelijk aangesloten wordt bij de bestaande installaties kan de extra belasting op het landschap zo veel mogelijk beperkt worden.
Elektrolyzers	Elektrolyzers zijn compact en hebben een minimale visuele impact, vooral wanneer deze in industriegebieden of op zee worden gerealiseerd. Een beperkt deel van de elektrolyzers wordt mogelijk gerealiseerd bij opwek op land door zon of wind. Deze elektrolyzers kunnen dan wel in een landelijk gebied staan. Door aansluiting bij bestaande installaties is de impact op landschap minimaal
Waterstofcentrales	Waterstofcentrales hebben in vergelijking met andere ondersteunende installaties meer ruimte nodig. De verwachting is dat deze in industriële gebieden geplaatst worden. Er wordt voorzien dat er voornamelijk gebruik wordt gemaakt van al bestaande gas- en kolencentrales, waardoor er naar verwachting geen tot weinig nieuwe centrales bij hoeven te komen. De impact op landschappelijke en cultuurhistorische waarden zal daarom beperkt zijn.
Waterstofopslag	Waterstofopslag is kansrijk in lege zoutcavernes en gasvelden. De bestaande boorputten en installaties uit de aardgasindustrie kunnen grotendeels worden hergebruikt voor waterstofopslag. Er is sprake van minimale impact op landschappelijke en cultuurhistorische waarden.

5.6 Water

5.6.1 Introductie

Koelwater wordt benut voor het veilig en efficiënt functioneren van kerncentrales, elektrolyzers en waterstofcentrales in Nederland. Ter illustratie kerncentrale Borssele gebruikt 71.200 m³/uur koelwater per uur.⁷² De nieuwe kerncentrales zullen per centrale circa 234.000 m³/uur koelwater gebruiken.⁷³ Small Modular Reactors van 200 MW hebben circa 36.000 m³/uur nodig.⁷⁴ Voor elektrolyzers geldt dat de hoeveelheid water die nodig is sterk afhankelijk is van het koelingssysteem. Bij een doorstroomkoeling systeem kan een elektrolyser van 500 MW 20.000-25.000 m³/uur koelwater gebruiken.⁷⁵ Hierbij wordt koelwater opgenomen uit een rivier of zee en daarna weer warmer terug geloosd. Bij elektrolyzers is een gesloten (recirculatie) koeling optioneel waarbij water wordt hergebruikt en slechts voor een klein deel met (spuiwater) aangevuld. Het verbruik ligt dan rond de 150-200 m³/uur bij een installatie van 500 MW. In dit onderzoek wordt uitgegaan van een conservatief scenario bij 500 MW elektrolyzers met een koelwatergebruik van 20.000-25.000 m³/uur. Elektrolyzers gebruiken daarnaast gedemineraliseerd water als grondstof. Het gaat om 115-250 m³/uur bij een installatie van 500 MW. Deze hoeveelheid is relatief beperkt. In de beoordeling staat om die reden het koelwatergebruik centraal. Waterstofcentrales hebben een koelbehoefte voor een centrale van 1 GW van indicatief 180.000 m³/uur.⁷⁶

Het koelwater wordt gebruikt om de warmte die vrijkomt bij het opwekken van elektriciteit af te voeren, zodat de reactor of verbrandingsmotor niet oververhit raakt. Gebruik (en lozing) van koelwater kan een impact hebben op de waterkwaliteit en het mariene leven in oppervlaktewateren door chemische en thermische emissies (zie voor meer informatie Kader 5-3). In Nederland zijn voor kerncentrales alleen locaties aangewezen waar voldoende koelwater beschikbaar is, zoals Borssele en de Maasvlakte. Deze locaties zijn geselecteerd op basis van hun ligging aan grote wateren, die voldoende capaciteit bieden voor de benodigde koeling.

Door klimaatverandering stijgt de zeespiegel en wordt neerslag minder voorspelbaar, met als gevolg drogere zomers en nattere winters. Deze extremere weersomstandigheden kunnen het functioneren van kerncentrales, elektrolyzers en waterstofcentrales beïnvloeden.⁷⁷ Hogere watertemperaturen vormen een belemmering om oppervlaktewater te gebruiken voor koeling, omdat het koelwater dan minder effectief is en het risico op overschrijding van de maximaal toegestane lozingstemperatuur toeneemt.⁷⁸ Dit kan ertoe leiden dat er minder water mag worden onttrokken of dat centrales tijdelijk hun productie moeten beperken. Daarnaast neemt, als gevolg van klimaatverandering, de kans op droogte en een afname van de beschikbaarheid van grond- en oppervlaktewater toe. Dit heeft negatieve gevolgen voor zowel de waterkwaliteit als de waterkwantiteit. Tijdens perioden van droogte en lage rivierafvoer kunnen de concentraties van (chemische) stoffen in het koelwater te hoog oplopen, waardoor er minder koelwater mag worden gebruikt. Beperkingen in het gebruik van koelwater hebben directe gevolgen voor de opwekkingscapaciteit en daarmee voor de exploitatie van de centrales. Dergelijke situaties kunnen zich sneller voordoen bij installaties die afhankelijk zijn van binnenlandse rivieren.

⁷² MER-bedrijfsduurverlenging Borssele.

⁷³ Moderne Hinkley Point centrales (2x 1650 MW) in Verenigd Koninkrijk als uitgangspunt gebruikt voor bepalen koelwaterbehoefte nieuwe kerncentrales. Uitgangspunt zijn van Gen III-reactoren in dit rapport die een doorstroomkoelingssysteem gebruiken. Gen IV-reactoren (de nieuwste in ontwikkeling) zouden mogelijk ook met andere methodes zoals lucht of warmteput gekoeld kunnen worden. Deze laatste generatie is nog in ontwikkeling, maar in dit geval valt de noodzaak voor grote hoeveelheden (koud) koelwater weg.

⁷⁴ NRG Pallas, Kennismodule Small Modular Reactors, in opdracht van ministerie Klimaat en Groene Groei.

⁷⁵ Uitgangspunten uit studie naar milieueffecten van waterstof op zee door Witteveen en Bos, voor ministerie EZK 2024. Zie ook onderzoek door Royal Haskoning 2024 naar de relatie tussen waterbeschikbaarheid en grootschalige elektrolyse.

⁷⁶ Er is uitgegaan van een vergelijkbare koelbehoefte als bij een aardgascentrale door het gebruik van vergelijkbare installaties. Er is nog niet veel bekend over waterstofcentrales en de benodigde hoeveelheden koelwater.

⁷⁷ Zie ook tekst hierover in paragraaf 9.5 van MER bedrijfsduurverlenging Borssele.

⁷⁸ Dit speelt vooral voor locaties die gebruiken maken van koelwater uit rivieren en meren, maar het kan ook bij locaties aan zee voorkomen.

In het beleid wordt gestreefd naar locaties waar ruime koelmogelijkheden aan oppervlaktewater aanwezig zijn, om het gebruik van koeltorens en de bijbehorende ruimtelijke impact zoveel mogelijk te vermijden. Echter is niet te voorkomen dat de elektrolyzers, kern- en waterstofcentrales een impact zullen hebben op de waterhuishouding en waterkwaliteit.

Kader 5-3 Impact van kerncentrales op waterkwaliteit

Impact op waterkwaliteit uitgelegd

Koelwater kan een impact hebben op de waterkwaliteit (onder meer de chemische en ecologische toestand van water). De impact van koelwater op ecologie op zichzelf is onder het milieuaspect ecologie beoordeeld. In dit thema gekeken naar een drietal emissies die zich kunnen voordoen en die een impact hebben op de waterkwaliteit:

- Thermische emissies: na gebruik wordt het koelwater, dat door het koelproces is opgewarmd, weer terug in het oppervlaktewater gebracht. Hierdoor kan de temperatuur van het ontvangende water stijgen. Om negatieve gevolgen voor het watermilieu te voorkomen, zijn er strikte regels voor de maximale temperatuurstijging van het geloosde water. In warme periodes, wanneer het oppervlaktewater al relatief warm is, kan dit ertoe leiden dat kerncentrales tijdelijk hun productie moeten verminderen of stilleggen om overschrijding van de temperatuurgrenzen te voorkomen. Dit beleid is bedoeld om te waarborgen dat de thermische belasting van het watermilieu beperkt blijft.
- Chemische emissies: het koelwater kan kleine hoeveelheden chemicaliën bevatten, bijvoorbeeld als gevolg van het gebruik van anti-corrosiemiddelen of reinigingsmiddelen in het koelsysteem. Deze stoffen mogen alleen in zeer beperkte concentraties in het oppervlaktewater terechtkomen en worden gereguleerd via vergunningen en monitoring.
- Radioactieve emissies: het koelwater bij kerncentrales komt nooit direct in contact met de reactor of de splijtstof. Er zijn gescheiden circuits, waardoor het koelwater niet radioactief wordt besmet. Desondanks wordt het koelwater continu gemonitord op mogelijke radioactieve stoffen. De lozing van radioactieve stoffen via koelwater is bij normale bedrijfsvoering zeer gering en blijft ruim binnen de wettelijke normen. De belangrijkste radioactieve stoffen die via water kunnen worden geloosd zijn tritium (^3H) en enkele andere radionucliden. Dit kan gebeuren door lekkage of diffusie in het primair koelingscircuit. Deze concentratie zijn extreem klein. De monitoring van radioactieve deeltjes in het secundair koelingscircuit is vooral aanwezig om lekken in het primair circuit tijdig op te sporen.

5.6.2 Beleidskader

Kaderrichtlijn Water (KRW) en Kaderrichtlijn Maritiem (KRM)

De Kaderrichtlijn Water (KRW) en de Kaderrichtlijn Maritiem (KRM) zijn Europese richtlijnen die tot doel heeft de kwaliteit en kwantiteit van waterlichamen, waaronder oppervlaktewater en grondwater, te beschermen en verbeteren. De KRW richt zich op binnenwateren en de kustzone. De KRM op open zee. De richtlijn stelt dat water geen handelswaar is, maar een erfgoed dat duurzaam beheerd moet worden. Lidstaten moeten maatregelen treffen om een goede ecologische en chemische toestand van water te bereiken en achteruitgang te voorkomen. In Nederland is de KRW uitgewerkt in de Omgevingswet⁷⁹ en Bkl⁸⁰, waarin eisen worden gesteld aan zowel de kwantitatieve als chemische toestand van water.

Grondwaterrichtlijn

De Grondwaterrichtlijn is een aanvulling op de KRW en richt zich specifiek op de bescherming van grondwater. Deze richtlijn introduceert drempelwaarden voor verontreinigende stoffen en stelt eisen om te

⁷⁹ Omgevingswet.

⁸⁰ Besluit kwaliteit leefomgeving (Bkl).

voorkomen dat grondwateronttrekking en infiltratie negatieve effecten hebben op de waterkwaliteit. In Nederland is de richtlijn verwerkt in de Omgevingswet en draagt bij aan de bescherming van drinkwaterbronnen en de instandhouding van grondwaterafhankelijke ecosystemen.

Waterwet

De Waterwet regelt het beheer van watersystemen, waaronder waterkeringen, oppervlaktewater- en grondwaterlichamen, evenals activiteiten in, op of met deze watersystemen. Het doel van de Waterwet is het voorkomen en beperken van waterschaarste, wateroverlast, overstromingen en het verbeteren van de waterkwaliteit.

Nationaal Waterprogramma (NWP)

Het Nationaal Waterprogramma⁸¹ (NWP) vormt de basis voor het nationale waterbeleid en het beheer van de rijkswateren en vaarwegen. Het programma vertaalt de Nationale Omgevingsvisie naar concrete doelen en maatregelen voor waterbeheer en adresseert de groeiende uitdagingen die samenhangen met klimaatverandering, bodemdaling, milieuverontreiniging en ruimtedruk.

Het NWP kent drie hoofdambities:

- Een veilige en klimaatbestendige delta: Bescherming tegen overstromingen en klimaatadaptatie om Nederland weerbaar te maken tegen de gevolgen van klimaatverandering.
- Een concurrerende, duurzame en circulaire delta: Zorgen voor voldoende zoetwater, duurzaam scheepvaartvervoer en ondersteuning van economische activiteiten binnen de grenzen van het watersysteem.
- Een schone en gezonde delta met hoogwaardige natuur: Verbetering van de waterkwaliteit en bescherming van waterafhankelijke ecosystemen.

Om deze ambities te realiseren, bevat het NWP verschillende beleidskaders, zoals de stroomgebiedbeheerplannen en het overstromingsrisicobeheerplan. Daarnaast worden er maatregelen genomen om de beschikbaarheid en kwaliteit van waterbronnen te waarborgen, met aandacht voor strategische watervoorziening voor de industrie en energieopwekking.

5.6.3 Onderscheidende effecten

Bij zowel kerncentrales, elektrolyzers als waterstofcentrales kunnen vergelijkbare thermische en chemische emissies via het koelwater optreden. Kerncentrale Borssele gebruikt 71.200 m³ koelwater per uur. Voor een nieuwe kerncentrale met een vermogen van 1,6 GW wordt uitgegaan van een koelwaterbehoefte van 234.000 m³/uur per centrale. Small Modular Reactors (SMR's) van 200 MW hebben circa 36.000 m³/uur koelwater nodig. Voor kernenergie wordt gerekend met circa 6.000 tot 6.500 vollasturen per jaar, afhankelijk van de energiesysteemvariant, wat overeenkomt met 68-75% van het jaar.

Voor elektrolyzers wordt in dit onderzoek uitgegaan van een koelwatergebruik van 20.000 tot 25.000 m³/uur per installatie van 500 MW.⁸² Het aantal vollasturen per jaar van de elektrolyzers varieert van circa 3.700 tot 4.300 afhankelijk van de energiesysteemvariant. Beleidsmatig is de insteek om meer dan de helft van de elektrolyse capaciteit op zee te realiseren. Hoewel de elektrolyzers op zee geen impact hebben op de beschikbaarheid van zoet water, zijn er ook hier thermische en chemische emissies die een impact kunnen hebben.

⁸¹ Rijksoverheid (2022). *Nationaal Water Programma 2022-2027*.

⁸² Er is voor elektrolyzers gerekend met een koelwaterbehoefte van 22.500 m³/uur voor een elektrolyser van 500 MW.

Ook waterstofcentrales hebben een aanzienlijke koelbehoefte: voor een centrale van 1 GW wordt gerekend met 180.000 m³/uur. In alle varianten is het aantal vollasturen beperkt tot 1.200 à 1.600 vollasturen per jaar, oftewel 15-18% van het jaar.

In de volgende tabel is een indicatie van de jaarlijkse hoeveelheden koelwater per onderdeel van het energiesysteem weergegeven voor de onderzochte varianten. Hierbij is rekening gehouden met het aantal vollasturen per variant. Het betreft een grove inschatting, gebaseerd op het koelwatergebruik van de installatie per uur, het aantal vollasturen en het aantal installaties.

Tabel 5-9 jaarlijkse koelwaterbehoefte per variant en per onderdeel van het energiesysteem (x mln. m³)

	Scenario 1: 0.5 GW kern			Scenario 2: 3,7 GW kern			Scenario 3: 8,3 GW kern			Scenario 4: 0 GW kern		
	1A	1B	1C	2A	2B	2C	3A	3B	3C	4A	4B	4C
Kerncentrales en SMR's	430	430	426	3.431	3.422	3.462	8.059	8.112	7.938	0	0	0
Elektrolyzers op land	2.565	2.560	2.103	2.631	2.625	2.389	2.535	2.534	2.149	2.741	2.740	2.087
Elektrolyzers op zee	4.031	4.022	3.329	3.947	3.938	3.492	3.901	3.704	3.305	4.203	4.018	3.305
Waterstof centrales	4.966	5.172	5.908	4.377	4.439	4.737	3.951	4.012	3.863	4.914	5.108	5.932
Totaal	11.992	12.184	11.766	14.386	14.424	14.080	18.446	18.362	17.255	11.858	11.866	11.324

5.7 Radioactief afval

5.7.1 Introductie

Voor het milieuaspect radioactief afval is gekeken naar de toename van radioactief afval door kernenergie in Nederland bij verschillende scenario's. Radioactief afval is afval dat ioniserende straling uitzendt en daardoor risico's kan opleveren voor mens en milieu. Het ontstaat vooral bij het opwekken van kernenergie, maar ook bij medische, industriële en onderzoeksactiviteiten. In Nederland wordt al het radioactieve afval centraal verzameld, verwerkt en opgeslagen door COVRA in Zeeland. In Kader 5-4 is uitgelegd welke soorten radioactief afval er zijn.

Momenteel wordt al het Nederlandse radioactieve afval bovengronds opgeslagen bij COVRA. Radioactief afval blijft soms tienduizenden tot honderdduizenden jaren gevaarlijk. Voor radioactief afval wat nog lang radioactief blijft wordt op termijn eindberging voorbereid. Eindberging zorgt ervoor dat het afval veilig en stabiel blijft opgeslagen, zelfs als toekomstige generaties er niet meer actief toezicht op houden. Meer informatie hierover is gegeven in kader 5-9.

Kader 5-4 soorten radioactief afval

Soorten radioactief afval

Er zijn drie hoofdsoorten radioactief afval:

- **Natuurlijk radioactief afval (NORM):** Dit ontstaat bij industriële processen waarbij natuurlijke radioactieve stoffen worden geconcentreerd. Het is de grootste groep van radioactief afval en kent de minste radioactiviteit. Het grootste deel van het NORM-afval wordt doorlopend afgevoerd naar de daarvoor aangewezen deponieën. Een merendeel hiervan is dan ook niet bij COVRA opgeslagen, toch vertegenwoordigd NORM afval 65,1% van het totale opgeslagen volume afval en maar 0,02% van de radioactiviteit bij COVRA.
- **Laag- en middelradioactief afval (LMRA):** Dit bestaat uit onder andere beschermingsmaterialen, gereedschappen, laboratoriumafval en medische restanten. Dit type afval wordt verzameld in roestvrijstalen vaten, die vervolgens worden samengeperst en overgebracht in een stalen vat. Dit stalenvat wordt vervolgens gecementeerd waardoor het afval geïmmobiliseerd is in een cementen matrix. Op deze wijze kan het langdurig veilig opgeslagen worden. COVRA heeft diverse gebouwen voor de bovengrondse opslag van dit type afval. Ongeveer 80% van het LMRA afval in Nederland is bij COVRA opgeslagen en het vertegenwoordigt ongeveer 34,6% van het opgeslagen volume afval en 0,22% van de radioactiviteit bij COVRA.
- **Hoogradioactief afval (HRA):** Dit afval komt vooral uit kerncentrales en onderzoeksreactoren en bevat hoogradioactieve stoffen die langdurig gevaarlijk blijven. De gebruikte splijtstof van kerncentrale Borssele wordt in Frankrijk eerst verwerkt in een proces dat 'opwerking' genoemd wordt. Met dit proces wordt het grootste deel van het uranium en plutonium aan de splijtstof onttrokken en recyclet. Er ontstaan ook twee vormen van hoogradioactief afval die in twee verschillende typen vaten stabiel worden opgeslagen. HRA gebruikte in 2022 0,3% in van het totale volume van opgeslagen afval bij COVRA. Dit afval vertegenwoordigt wel 99,76% van de totale radioactiviteit die wordt opgeslagen op de locatie. Het is dus veel radioactiever dan LMRA of NORM afval.

Kader 5-5 eindberging radioactief afval

Eindberging radioactief afval

In Nederland wordt radioactief afval nu minimaal 100 jaar bovengronds opgeslagen bij COVRA. Daarna blijft een groot deel van het afval nog steeds radioactief en gevaarlijk voor mens en milieu. Daarom werkt Nederland aan plannen, zoals de routekaart in het NPRA, voor eindberging: het definitief opslaan van radioactief afval diep onder de grond, bijvoorbeeld in klei- of zoutlagen. Dit wordt gezien als de veiligste en meest verantwoorde lange termijn oplossing. Al sinds de jaren 70 wordt er onderzoek gedaan naar de mogelijkheden hierin voor Nederland. In het NPRA wordt daarnaast ook gekeken naar de optie van oppervlakteberging van radioactief afval. Er wordt dus niet alleen naar diepe eindberging gekeken momenteel. De overheid onderzoekt, in het Nationaal Programma Radioactief Afval (NPRA), samen met COVRA en andere partijen hoe en waar eindberging kan plaatsvinden.

Het kabinet heeft in september 2024 aangekondigd om eerder te besluiten over het definitief opslaan van radioactief afval – de zogeheten eindberging. Eigenlijk zou dit pas in 2100 gebeuren. Het kabinet wil eerder een besluit nemen over de vorm en locatie van de eindberging. Dit gebeurt in een zeer zorgvuldig en stapsgewijs proces dat na 2027 wordt gestart. Alle belanghebbenden, zoals omwonenden, krijgen de ruimte om hierover mee te praten. Uiteindelijk is het de bedoeling om rond 2050 tot een keuze voor de locatie te komen. Tot dat eindberging locatie operationeel is blijft COVRA verantwoordelijk voor de veilige bovengrondse opslag van al het radioactieve afval.

Bij diepe eindberging wordt het afval verpakt in speciale vaten en geplaatst in een ondergrondse faciliteit met meerdere barrières, zodat radioactieve stoffen niet kunnen ontsnappen. Na afsluiting van de opslag is er geen actief beheer meer nodig en blijft het afval veilig geïsoleerd voor duizenden jaren.

5.7.2 Beleidskaders

Het Nationaal Programma Radioactief Afval (NPRA)⁸³

Het NPRA gaat over het beheer van radioactief afval en verbruikte splijtstoffen in Nederland. Dit programma is verplicht op grond van de Europese richtlijn 2011/70/Euratom en moet elke tien jaar worden geactualiseerd en bij de Europese Commissie worden ingediend. De huidige versie uit 2016 loopt af in 2025. Uiterlijk augustus 2025 moet Nederland een nieuw NPRA vaststellen, inclusief een actuele inventarisatie van de hoeveelheid en herkomst van radioactief afval, en een langetermijnvisie op veilige opslag en eindberging.

Het NPRA beschrijft het beleid voor het ontstaan, beheer, opslag en de uiteindelijke eindberging van radioactief afval, met veiligheid als belangrijkste uitgangspunt om mens en milieu te beschermen. Het programma bevat:

- Kaders voor veilige opslag, afvalminimalisatie en hergebruikopties;
- Richtlijnen voor het beheer van alle afvalstromen, inclusief laag-, middel- en hoogradioactief afval, tot 2035 en daarna;
- Een langetermijnvisie op geologische eindberging, inclusief een eerste routekaart naar eindberging en de benodigde kennis, besluitvorming, betrokken partijen en participatie.

Het NPRA houdt rekening met de actuele ontwikkelingen in de nucleaire sector, zoals de mogelijke uitbreiding van kernenergie, de verlenging van de bedrijfsduur van bestaande centrales, en de bouw van twee nieuwe kerncentrales en SMR's. Scenario's voor veilige opslag, afvalreductie en hergebruik worden hierin meegenomen.

⁸³ Nationaal Programma Radioactief Afval (NPRA).

COVRA is verantwoordelijk voor de centrale opslag van radioactief afval in Nederland en beschikt volgens de huidige inzichten over voldoende opslagcapaciteit tot na 2050, en met uitbreidingen zelfs tot circa 2100, afhankelijk van de toekomstige omvang van het afval. Voor de lange termijn blijft geologische eindberging het uitgangspunt. Onderzoek naar de veiligheid en haalbaarheid van eindberging in diepe klei- of zoutlagen wordt voortgezet, onder meer via het COPERA-programma.⁸⁴

De Kernenergiewet vormt het juridische kader voor het beheer van radioactief afval in Nederland. De wet regelt het gebruik, de opslag, het vervoer en de verwerking van radioactieve stoffen en splijtstoffen, met als doel mens en milieu te beschermen tegen de risico's van ioniserende straling.

Voor vrijwel alle handelingen met radioactieve stoffen, waaronder het produceren, opslaan, vervoeren en verwerken van radioactief afval, geldt op grond van de Kernenergiewet een vergunning- of registratieplicht. De wet schrijft voor dat radioactief afval zo snel mogelijk moet worden afgevoerd van de plaats van ontstaan naar een centrale opslagfaciliteit, in de praktijk COVRA. COVRA wordt na overdracht eigenaar van het afval en is verantwoordelijk voor het veilige beheer en de opslag, die minimaal 100 jaar bovengronds plaatsvindt.

Kernenergiewet en onderliggende besluiten

De Kernenergiewet en onderliggende besluiten, zoals het Besluit kerninstallaties, splijtstoffen en ertsen (Bkse) en het Besluit basisveiligheidsnormen stralingsbescherming (Bbs), bevatten onder meer:

- Eisen voor het veilig beheer, transport en opslag van radioactief afval;
- Regels voor financiële zekerheden voor buitengebruikstelling en ontmanteling van kerninstallaties;
- Criteria voor wanneer stoffen als radioactief afval worden aangemerkt en hoe daarmee moet worden omgegaan;
- Voorschriften voor tijdelijke opslag, vervalopslag en vrijgave van afval dat binnen een bepaalde periode niet meer radioactief is.

Het beleid is gericht op minimalisatie van het ontstaan van radioactief afval, veilig beheer zolang er risico's zijn, het voorkomen van onredelijke lasten voor toekomstige generaties en het principe dat de veroorzaker betaalt voor het beheer. De Kernenergiewet wordt aangevuld met lagere regelgeving en sectorale plannen, en sluit aan bij internationale en Europese verplichtingen.

5.7.3 Onderscheidende effecten

Recent zijn door het RIVM de radioactieve rest- en afvalstromen in Nederland in kaart gebracht.⁸⁵ COVRA heeft in haar Inventarisrapport 2022 voor bepaalde scenario's van groei in kernenergievermogen en bouw onderzoeksreactoren geschetst wat dat betekenen kan voor de hoeveelheid afval die uiteindelijk in COVRA en daarna eindberging moet worden opgeslagen.⁸⁶ In de tabel hierna zijn de verwachtingen omtrent radioactief afval opgenomen voor de verschillende scenario's.

⁸⁴ COPERA (COVRA's Onderzoeksprogramma voor Eindberging van Radioactief Afval). COPERA is in november 2020 gestart en bouwt voort op de resultaten van het eerdere OPERA programma. Het programma richt zich op de verdere ontwikkeling van natuurwetenschappelijke kennis over eindberging en loopt tot 2025.

⁸⁵ Onderzoek RIVM radioactieve rest- en afvalstromen in Nederland.

⁸⁶ Inventarisrapport radioactief afval door COVRA. Het scenario van het nieuwe kabinet met 4 nieuwe kerncentrales, 7 SMR's en de kerncentrale van Borssele is niet onderzocht in de inventarisatie maar de hoeveelheden afval zijn met de cijfers van het rapport wel te berekenen.

Tabel 5-10 verwachtingen radioactief afval voor verschillende scenario's

Scenario	Hoeveelheid LMRA ⁸⁷ in m3 per jaar door kernenergie	Hoeveelheid HRA ⁸⁸ in m3 per jaar door kernenergie	Hoeveelheid HRA in m3 in 2130 (huidige installaties+ kernenergie) ⁸⁹
Borssele langer open (gerekend met periode van 20 jaar) ⁹⁰	140	5,6	191 (huidige installaties excl. Borssele) + 112 = 303
Borssele en twee nieuwe kerncentrales	140 + 500 = 640	5,6 + 37 = 42,6	303 + 2.960 = 3.263 ⁹¹
Borssele, vier nieuwe kerncentrales en 7 SMR's	640 + 500 + 220 ⁹² = 1360	42,6 + 37 + 14 ⁹³ = 93,6	3.263 + 4.080 = 7.343 ⁹⁴

Capaciteit COVRA

Tot voor kort werd uitgegaan van realisatie van eindberging voor radioactief afval in Nederland rond 2130. In het Nationaal Programma Radioactief Afval (NPRA) is dit beleidsvoornemen echter losgelaten en is gekozen voor een stapsgewijze, participatieve aanpak.⁹⁵ Dit betekent dat het tijdspad voor eindberging flexibeler wordt en mogelijk eerder tot besluitvorming kan worden gekomen.

Voor de tussenliggende periode is het relevant om inzicht te hebben in de hoeveelheid radioactief afval die tot het moment van eindberging zal vrijkomen, en in de opslagcapaciteit en uitbreidingsmogelijkheden bij COVRA. Volgens het Masterplan Radioactief Afval 2050 is er tot na 2050, en met gerichte uitbreidingen zelfs tot circa 2100, voldoende ruimte op het bestaande terrein van COVRA om al het Nederlandse radioactief afval veilig te verwerken en op te slaan.⁹⁶ Dit geldt ook bij een scenario met verlenging van de bedrijfsduur van kerncentrale Borssele, de bouw van twee nieuwe kerncentrales en enkele SMR's (Small Modular Reactors).⁹⁷

De verwachte stijging van de hoeveelheid radioactief afval vraagt om gerichte investeringen in uitbreiding van opslaggebouwen en optimalisatie van opslagmethoden. Zo wordt de inzet van een plasmaoven voorbereid, waarmee het volume van laag- en middelradioactief afval (LMRA en NORM) aanzienlijk kan worden gereduceerd. Dit leidt tot efficiënter ruimtegebruik, lagere kosten en extra veiligheid. Voor hoogradioactief afval (HRA) is volumereductie met plasmaovens niet mogelijk, maar optimalisatie van de opslagmethode kan het ruimtebeslag wel beperken.

Het Masterplan 2050 voorziet in tijdige uitbreidingen van opslagfaciliteiten. Door deze uitbreidingen en strategische terreinuitbreiding kan COVRA de opslagcapaciteit verlengen tot circa 2100. In scenario's met

⁸⁷ LMRA: Laag en middelradioactief afval

⁸⁸ HRA: hoogradioactief afval

⁸⁹ Er dient ook nog rekening gehouden te worden met de komst van SHINE en PALLAS. Een isotopenfabriek en een medische isotoopenreactor. Deze twee installaties zijn nu buiten beschouwing gelaten in de cijfers maar zullen ook een bijdrage leveren in HRA en LMRA.

⁹⁰ Hoelang kerncentrale Borssele langer openblijft, is nog niet besloten. In dit onderzoek is uitgegaan van een verlenging met 20 jaar.

⁹¹ Uitgaande van een ingebruikname periode van 80 jaar tot 2130 voor nieuwe kerncentrales.

⁹² De hoeveelheid afval die deze SMR-reactoren produceren verhoudt zich grofweg tot het vermogen van de reactor. Een reactor van 200 MW creëert circa 31m3 LMRA en 2m3 HRA per jaar. Zie ook onderzoek door NRG Pallas in opdracht van KGG.

⁹³ Zie hierboven.

⁹⁴ Uitgaande van ingebruikname periode van 80 jaar tot 2130 voor alle nieuwe kerncentrales en de SMR's.

⁹⁵ Nationaal Programma Radioactief Afval (NPRA).

⁹⁶ Masterplan 2050 Radioactief Afval.

⁹⁷ De ontmanteling van enkele bestaande installaties, waar vooral LMRA afval bij ontstaat, meegenomen in deze berekening.

vier nieuwe kerncentrales en zeven SMR's moet mogelijk gekeken worden naar aanvullende locaties buiten de huidige terreingrenzen van COVRA.

5.8 Straling

5.8.1 Introductie

Voor het milieuaspect straling wordt gekeken naar de toename van stralingsniveaus in de omgeving door de komst van kerncentrales. Kerncentrales maken gebruik van ioniserende straling om energie op te wekken. Ioniserende straling kan het DNA in lichaamscellen beschadigen, wat op lange termijn het risico op kanker verhoogt. Voor stralingsbeschermingsdoeleinden gaat men ervan uit dat er een lineair verband bestaat tussen de stralingsdosis en de kans op het ontstaan van kanker. Bij zeer hoge doses, zoals bij een ernstig kernongeval, kunnen ook acute gezondheidsklachten optreden, zoals misselijkheid, vermoeidheid en stralingsziekte.⁹⁸ Daarom gelden er in Nederland strenge regels en toezicht om blootstelling aan straling voor werknemers en omwonenden tot een minimum te beperken.

In Nederland ontvangen mensen jaarlijks gemiddeld 2,9 millisievert aan straling, wat relatief laag is vergeleken met andere Europese landen.⁹⁹ Deze blootstelling komt voornamelijk door medische onderzoeken en natuurlijke bronnen van straling in huis, zoals radon, thoron en externe straling.

Tabel 5-11 Vergelijking met andere stralingsbronnen¹⁰⁰

Bron	Gemiddelde dosis (mSv)
Straling door kerncentrale Borssele (op de terreingrens)	0,0008 per jaar
Totale natuurlijke achtergrondstraling in NL Onder meer door:	1,7–2,5 per jaar
- Radon in het buitenmilieu - Radon in het binnenmilieu	0,02-0,03 per jaar 0,44- 0,83 per jaar
Kosmische straling leefniveau (binnen- en buitenmilieu)	0,22 per jaar
Thoron in binnenmilieu	0,20- 0,54 per jaar
Natuurlijke activiteit lichaam	0,43 per jaar
Gammastraling bouwmaterialen	0,34 per jaar
Medische diagnostiek (NL, gemiddeld)	1,2 per jaar
Vliegen (retour Amsterdam–New York) ¹⁰¹	0,072 per retourtje

5.8.2 Beleidskaders

Kernenergiewet en onderliggende richtlijnen, besluiten en regelingen

De bescherming tegen straling is in Nederland vastgelegd in de Kernenergiewet (Kew) en uitgewerkt in onderliggende besluiten en regelingen, zoals het Besluit kerninstallaties, splijtstoffen en ertsen (Bkse) en

⁹⁸ RIVM: gevolgen en maatregelen bij stralingsincidenten.

⁹⁹ RIVM: straling rond kerncentrale Borssele.

¹⁰⁰ RIVM: Blootstelling aan natuurlijke bronnen van ioniserende straling in Nederland.

¹⁰¹ Tijdens een trans-Atlantische vlucht ontvangt een passagier ongeveer 0,07 mSv door kosmische straling op grote hoogte. Dit is bijna honderd keer meer dan de jaardosis aan de rand van een kerncentrale Borssele. Dit komt doordat op grote hoogte kosmische straling minder wordt afgeschermd door de atmosfeer waardoor mensen tijdelijk bloot staan aan een hogere dosis kosmische straling dan op zeeniveau.

het Besluit basisveiligheidsnormen stralingsbescherming (Bbs). Deze kaders stellen limieten aan de hoeveelheid straling die mensen mogen ontvangen, zowel bij normaal bedrijf als bij incidenten.

Op Europees niveau wordt volgens Richtlijn 2013/59/Euratom een totale extra blootstelling van maximaal 1 millisievert (mSv) per jaar voor het publiek door activiteiten en installaties bij normale bedrijfsvoering als acceptabel beschouwd.¹⁰² Per individuele bron (de combinatie van handelingen op één locatie onder verantwoordelijkheid van een ondernemer) geldt een grenswaarde van maximaal 0,1 mSv per jaar. Dit is in Nederlandse wet opgenomen in het Besluit kerninstallaties, splijtstoffen en ertsen.¹⁰³ De daadwerkelijk gemeten waarden bij kerncentrale Borssele liggen zelfs nog ruim onder deze norm; in 2021 was de hoogste jaarwaarde slechts 0,0008 mSv.¹⁰⁴ In Nederland worden jaarlijks metingen gedaan bij kerncentrales door het RIVM om de straling levels te meten. Daarnaast wordt er toezicht gehouden door de Autoriteit Nucleaire Veiligheid en Stralingsbescherming (ANVS).

5.8.3 Onderscheidende effecten

Alleen voor kerncentrales geldt dat potentieel straling optreedt naar de omgeving. Dit betreft een lokaal effect. De hoeveelheid straling die vrijkomt bij kerncentrales is zeer gering in vergelijking met de natuurlijke achtergrondstraling waaraan mensen dagelijks worden blootgesteld.

5.9 CO₂-emissies

5.9.1 Introductie

Bij het milieuaspect CO₂-emissies is gekeken naar de hoeveelheid CO₂ die duurzame energie opwekkers gedurende hun volledige levenscyclus uitstoten, in vergelijking met conventionele methoden zoals gas- en kolencentrales. CO₂ en andere broeikasgassen zijn bepalend voor klimaatverandering, waarbij energiesystemen een cruciale rol spelen. Emissies ontstaan in alle levensfasen: bouw, exploitatie en ontmanteling van installaties, evenals in de materiaalketen. De mate van uitstoot verschilt echter sterk per technologie. Sommige technologieën leiden tot uitstoot tijdens de aanleg- en ontmantelingsfase, terwijl energieproductie uit fossiele energiebronnen als kolen en gas ook tijdens de exploitatie significante hoeveelheden CO₂-emissies blijven uitstoten. Ook bij productie van grijze waterstof, waarbij waterstofproductie plaatsvindt met aardgas zonder CO₂-afvang, vindt een significante uitstoot tijdens exploitatie plaats.

Vanaf 2050 mogen in overeenstemming met het Klimaatakkoord, alleen nog CO₂-arme energiebronnen worden ingezet in Nederland. Het gaat om zonne-energie, windenergie en kernenergie als energie opwekkers. Volledig CO₂-vrije bronnen bestaan niet: zelfs bij deze duurzame opties ontstaan emissies tijdens productie en winning van bouwmaterialen (staal, beton), bouw, onderhoud en ontmanteling omdat daarvoor op dit moment nog fossiele energiebronnen worden ingezet (werktuigen, fabrieken). De aantallen zijn echter veel lager dan bij conventionele energiebronnen. De CO₂-uitstoot van duurzame energiebronnen kan verder dalen door het gebruik van elektrische bouwvoertuigen, het elektrificeren van materiaal productieprocessen en hergebruik van materialen (circulaire economie).

Bij dit milieuaspect ligt de focus op de CO₂-reductie bij duurzame energie opwekkers ten opzichte van conventionele methoden, zoals kolen- en gascentrales, die fossiele brandstoffen gebruiken. Hiervoor is gebruikgemaakt van bestaande onderzoeken die de hoeveelheid CO₂-emissies per opgewekte kWh in kaart brengen. Deze analyse is uitsluitend relevant voor de energie opwekkers. Om deze reden zijn de ondersteunende installaties (batterijen en waterstof gerelateerde installaties) niet beoordeeld op dit milieuaspect.

¹⁰² Richtlijn 2013/59/Euratom

¹⁰³ Besluit kerninstallaties, splijtstoffen en ertsen.

¹⁰⁴ RIVM: metingen Borssele 2021.

Hieronder is eerst ingegaan op de meest relevante beleidskaders, voordat de verschillen in CO₂-emissies zijn gepresenteerd.

5.9.2 Beleidskader

Klimaatakkoord van Parijs

Het Klimaatakkoord van Parijs uit 2015 vormt de internationale basis voor de reductie van broeikasgasemissies. Nederland heeft, samen met 195 andere landen, afgesproken de wereldwijde temperatuurstijging ruim onder de 2°C te houden en te streven naar maximaal 1,5°C. Ieder land stelt een 'Nationally Determined Contribution' (NDC) op, waarin de nationale emissiereductiedoelstellingen en maatregelen worden vastgelegd.

Nationaal Klimaatakkoord (NKA)

In Nederland zijn de doelstellingen uit het Klimaatakkoord van Parijs vertaald naar het Nationaal Klimaatakkoord (NKA), dat in 2019 is vastgesteld.¹⁰⁵ Het akkoord beschrijft per sector de benodigde CO₂-reductie en bevat afspraken over de transitie naar een klimaat neutrale energievoorziening. De belangrijkste doelstelling is een reductie van 49% CO₂-uitstoot in 2030 ten opzichte van 1990, met verdere aanscherping richting klimaatneutraliteit in 2050.

Nationaal Programma Regionale Energiestrategie (NPRES)

Om de doelstellingen uit het NKA regionaal te vertalen, zijn in het NPRES 30 Regionale Energiestrategieën regio's (RES-regio's) aangewezen.¹⁰⁶ Decentrale overheden werken hierin samen met maatschappelijke organisaties, netbeheerders en bedrijven om plannen te ontwikkelen voor de opwekking van duurzame energie en CO₂-reductie. Een centrale doelstelling binnen de NPRES is het realiseren van 35 TWh duurzame energie op land in 2030, wat een directe bijdrage levert aan de vermindering van CO₂-uitstoot.

Nationaal Plan Energiesysteem (NPE)

Het Nationaal Plan Energiesysteem (NPE) uit 2023 beschrijft de langetermijnvisie voor de Nederlandse energievoorziening tot 2050, met als centraal doel een CO₂-neutraal energiesysteem.¹⁰⁷ Dit plan richt zich op het afbouwen van fossiele energiebronnen en de maximale inzet van CO₂-vrije energiebronnen zoals hernieuwbare elektriciteit, waterstof en duurzame warmte. Om de CO₂-uitstoot structureel te verlagen, zet het NPE in op de versnelling van duurzame elektriciteitsopwekking en een toenemende elektrificatie van industrie, mobiliteit en gebouwde omgeving. Daarnaast wordt ingezet op energiebesparing en de ontwikkeling van bijvoorbeeld grootschalige waterstofproductie, met een beoogde elektrolysecapaciteit van 15-20 GW in 2040. Dit draagt bij aan het verminderen van CO₂-uitstoot in sectoren die moeilijk volledig te elektrificeren zijn.

5.9.3 Onderscheidende effecten

Energie opwekkers verschillen in de mate en fase waarin ze CO₂ uitstoten. De impact varieert per technologie en kan optreden tijdens de bouw, exploitatie en ontmanteling.

Voor dit rapport zijn geen nieuwe berekeningen of onderzoeken uitgevoerd. Voor de beoordeling van CO₂-emissies is gebruikgemaakt van bestaande onderzoeken. Twee relevante actuele bronnen zijn de UNECE (United Nations Economic Commission for Europe) en het IPCC (Intergovernmental Panel on Climate Change).¹⁰⁸ Beide onderzoeken geven inzicht in de

¹⁰⁵ [Klimaatakkoord \(2019\)](#).

¹⁰⁶ [Nationaal Programma Regionale Energiestrategie \(NPRES\)](#).

¹⁰⁷ [Nationaal plan energiesysteem \(2023\)](#).

¹⁰⁸ [Onderzoek van IPCC \(2014, p. 7\)](#) en [onderzoek door UNECE \(2022\)](#).

hoeveelheid CO₂-emissies per opgewekte kWh, waarbij de volledige levenscyclus van het product is meegenomen: van grondstoffenketen en bouwfase tot en met de exploitatie en ontmanteling. Dit worden ook wel levenscyclus-emissies genoemd. CO₂-emissies als gevolg van materiaalgebruik, zoals de productie van beton en staal, zijn hierin ook meegenomen, aangezien deze een significant deel van de totale uitstoot over de levenscyclus vormen. De totale emissies zijn gedeeld door het verwachte aantal opgewekte kWh gedurende de gehele levensduur van de installatie. In dit rapport zijn deze resultaten gebruikt om het percentage verbetering in CO₂-uitstoot per energieopwekker ten opzichte van kolen en gas te berekenen. Dit is gedaan voor beide studies en opgenomen in Tabel 5-12 en

Tabel 5-13. Belangrijk om te benoemen is dat de CO₂-uitstoot van duurzame energiebronnen richting 2050 verder zal dalen. De cijfers zullen dus naar verwachting lager uitvallen dan in de tabellen gepresenteerd door het gebruik van elektrische bouwvoertuigen, het elektrificeren van materiaal productieprocessen en hergebruik van materialen (circulaire economie).

Wanneer deze percentages naast elkaar worden gelegd, blijkt dat de verschillen tussen de onderzoeken klein zijn. Beide studies geven een vergelijkbaar beeld. Hernieuwbare energie en kernenergie laten in beide studie een relatief vergelijkbaar lage uitstoot zien. In de UNECE-studie is dit voor kernenergie lager dan wind op land, terwijl dit in de IPCC-studie juist andersom is. In beide studies scoren wind op zee en zon-PV eveneens lager maar iets hoger dan kernenergie en wind op land. De verschillen in CO₂-uitstoot tussen wind op land, wind op zee en kernenergie zijn relatief klein. Windenergie op zee heeft een iets hogere CO₂-uitstoot dan windenergie op land, vooral door de productie en plaatsing van funderingen, onderzeese bekabeling en het transport via schepen van materialen en personeel. Zon-PV kent voor deze bronnen een relatief hoge uitstoot hetgeen samenhangt met de energieproductie per eenheid zon-PV.

Tabel 5-12 Resultaten UNECE studie CO₂ uitstoot per kWh en % verbetering bij duurzame energie opwekkers¹⁰⁹

Energieopwekker	CO ₂ uitstoot gram/kWh	Mediaan	% minder CO ₂ uitstoot t.o.v. kolen	% minder CO ₂ uitstoot t.o.v. gas
Kolen	751-1.095	923	-	-
Gas	403-513	458	-	-
Zon-PV	9,2-83	46,1	95,0%	89,9%
Wind op land	7,8-16	11,9	98,7%	97,4%
Wind op zee	12-23	17,5	98,1%	96,2%
Kernenergie	5,1-6,4	5,75	99,4%	98,7%

Tabel 5-13 Resultaten IPCC-studie CO₂ uitstoot per kWh en % verbetering bij duurzame energie opwekkers¹¹⁰

Energieopwekker	CO ₂ uitstoot gram/kWh (mediaan genoemd in onderzoek)	% minder CO ₂ uitstoot t.o.v. kolen	% minder CO ₂ uitstoot t.o.v. gas
Kolen	820	-	-

¹⁰⁹ Onderzoek door UNECE (2022).

¹¹⁰ Onderzoek van IPCC (2014, p. 7).

Gas	490	-	-
Zon-PV	41-48 (mediaan op dak/land 44,5)	94,6%	90,9%
Wind op land	11	98,7%	97,8%
Wind op zee	12	98,5%	97,6%
Kernenergie	12	98,5%	97,6%

In beide studies zijn aannames gedaan om de berekeningen te kunnen uitvoeren. Voor elke energieopwekker zijn het vermogen van een installatie, het aantal vollasturen en de duur van de exploitatiefase vastgesteld. Daarbij zijn enkele kanttekeningen te plaatsen. Zo is voor het aantal vollasturen uitgegaan van een wereldwijd gemiddelde, wat kan afwijken van de Nederlandse situatie. Voor wind op zee ligt het aantal vollasturen in Nederland waarschijnlijk hoger dan het wereldwijde gemiddelde, terwijl dit voor zon-PV mogelijk lager is.

De UNECE-studie gaat voor wind op land uit van 2,5 MW-turbines met een exploitatiefase van 20 jaar. Voor offshore wind betreft het 5 MW-turbines met een exploitatiefase van 25 jaar. Door recente marktontwikkelingen is het voor het energiesysteem van 2050 aannemelijker om te rekenen met turbines van 6 MW op land en 15 MW op zee, met een verwachte levensduur van respectievelijk 25-35 jaar en 30-35 jaar. Deze grotere turbines gebruiken bovendien minder materiaal per opgewekt vermogen en zijn in die zin efficiënter. Dit geldt in mindere mate ook voor zonne- en kernenergie. Hierdoor zijn de werkelijke verschillen in emissies waarschijnlijk nog groter dan in de tabellen gepresenteerd wordt. Daarnaast zullen naar verwachting ook de emissies in de productieketen van wind-, zon- en kerninstallaties verder dalen omdat het energiesysteem en bouwprocessen verduurzamen.

Aan de andere kant geldt dat in een duurzaam energiesysteem ook meer ondersteunende installaties nodig zijn om op elk moment aan de energievraag te kunnen voldoen. Dit gebeurt bijvoorbeeld met batterijen en waterstofinstallaties. Ook deze installaties moeten worden gebouwd en veroorzaken CO₂-emissies, vooral in de grondstoffenketen, bouwfase en bij de ontmanteling.¹¹¹ Hoewel de energie opwekkers zelf bijvoorbeeld 98% minder CO₂ uitstoten ten opzichte van gas of kolen, kan het totale energiesysteem, wanneer ook de ondersteunende installaties worden meegerekend, een iets lager reductiepercentage laten zien ten opzichte van een conventioneel energiesysteem. In deze studie is voor de beoordeling gekeken naar de energie opwekkers zelf en het aandeel daarvan binnen de energiemix.

5.10 Materiaalgebruik

5.10.1 Introductie

De impact van materiaalgebruik is in deze studie beoordeeld op basis van de hoeveelheid benodigd materiaal per opgewekte terawattuur (TWh) elektriciteit. Bij duurzame energiebronnen betreft dit voornamelijk de materialen die nodig zijn voor de bouw van installaties, zoals zonnepanelen, windturbines of kerncentrales. Bij conventionele methoden, zoals kolen- en gascentrales, is er daarnaast sprake van aanzienlijk materiaalgebruik, in de vorm van kolen en gas, tijdens de gebruiksfase.

¹¹¹ Ook voor deze installaties geldt dat de footprint van materialen en bouw steeds lager wordt door de verduurzaming van de processen in landen waar deze gemaakt worden en elektrische bouwvoertuigen.

Om de beoordeling van materiaalgebruik in perspectief te plaatsen, is het benodigde materiaal per TWh van duurzame energie opwekkers vergeleken met dat van conventionele methoden. Hierbij is rekening gehouden met de levensduur van de verschillende installaties. Wind- en zonne-energie-installaties hebben doorgaans een kortere levensduur dan kerncentrales, waardoor deze over een langere periode vaker vervangen moeten worden. De levensduur van een specifieke energieopwekker is daarom meegenomen in de berekening van het materiaalgebruik per TWh.

Omdat deze vergelijking uitgaat van het materiaalgebruik per opgewekte TWh, zijn ondersteunende installaties zoals batterijen en elektrolyzers buiten beschouwing gelaten, aangezien zij zelf geen energie opwekken.

Voor grootschalige energie-infrastructuur wordt vaak gebruikgemaakt van materialen als staal, beton en zeldzame metalen, die energie-intensief zijn om te winnen en te verwerken. Minerale en fossiele grondstoffen, die zichzelf niet aanvullen, zoals bepaalde zeldzame aardmetalen in batterijen en windturbines, kunnen extra milieudruk veroorzaken door milieubelastende mijnbouwprocessen. In de effectbeoordeling wordt echter geen onderscheid gemaakt tussen verschillende typen materialen; alle materialen tellen even zwaar mee in het aantal kilogram per TWh. Dit betekent dat aspecten als zeldzaamheid, milieubelasting van productieprocessen, effecten in de grondstoffenketen en recyclebaarheid niet zijn meegenomen in de kwantitatieve beoordeling.

Deze factoren kunnen relevant zijn bij de afweging van materiaalgebruik. In de sectie 'onderscheidende effecten' van deze paragraaf is nader ingegaan op het gebruik van zeldzame materialen per energieopwekker, evenals op het materiaalgebruik van ondersteunende installaties. Daarbij dient in acht te worden genomen dat bij diverse technieken er een ontwikkelrichting is om minder zeldzame materialen te gebruiken.

De milieu- en sociale effecten in de grondstoffenketen van landen van herkomst zijn niet meegenomen in de effectbeoordeling, maar krijgen wel nadere toelichting in Bijlage 3. Tot slot kan ook de recyclebaarheid van materialen relevant zijn; hiervoor zijn doelen gesteld richting 2050. Dit aspect is ook nader besproken in Bijlage 3.

5.10.2 Beleidskader

Programma Nederland Circulair in 2050, Nationaal Programma Circulaire Economie (NPCE) en de Nationale Grondstoffenstrategie

Het Rijksprogramma Nederland Circulair in 2050 vormt de basis voor de transitie naar een volledig circulaire economie.¹¹² Het doel van het programma is om in 2050 een economie te realiseren waarin grondstoffen efficiënt worden ingezet en hergebruikt, zonder schadelijke emissies naar het milieu. Producten en materialen worden zo ontworpen dat ze kunnen worden hergebruikt met zo min mogelijk waardeverlies. Als tussendoel is vastgesteld dat in 2030 het gebruik van primaire grondstoffen (mineralen, metalen en fossiele grondstoffen) met 50% moet zijn verminderd ten opzichte van het huidige niveau. Dit wordt bereikt door productieprocessen efficiënter in te richten, meer gebruik te maken van hernieuwbare en secundaire grondstoffen, en de ontwikkeling van circulaire productiemethoden te stimuleren..

Hoewel er buiten het Rijksbrede programma Nederland Circulair in 2050 nog geen direct beleid is voor circulaire materiaalinzet binnen de energietransitie, groeit de aandacht voor de strategische

¹¹² [Nederland circulair in 2050](#)

beschikbaarheid van grondstoffen snel.¹¹³ Geopolitieke spanningen en de afhankelijkheid van landen buiten de EU, zoals China, voor kritieke mineralen en metalen vergroten de urgentie om minder afhankelijk te worden van externe leveranciers. Voor de energietransitie zijn bijvoorbeeld lithium, kobalt, nikkel en zeldzame aardmetalen essentieel voor de productie van batterijen, windturbines en elektrolyzers. Deze afhankelijkheid brengt leveringsrisico's met zich mee en kan de concurrentiekracht van Nederland en Europa onder druk zetten.

Nederland en de EU nemen daarom maatregelen om de leveringszekerheid van kritieke grondstoffen te vergroten, onder meer door het aanleggen van strategische voorraden, het stimuleren van recycling en het ontwikkelen van alternatieve materialen en circulaire productiemethoden. Het Nationaal Programma Circulaire Economie (NPCE) en de Nationale Grondstoffenstrategie bevatten hiervoor concrete maatregelen en doelstellingen, zoals het verhogen van de raffinage- en recyclingcapaciteit binnen Europa en het verminderen van de afhankelijkheid van één enkel land voor de toelevering van een strategische grondstof.¹¹⁴

5.10.3 Onderscheidende effecten

Hoeveelheid materiaal

Onderzoek naar de hoeveelheid materiaal die nodig is voor verschillende energie opwekkers laat zien dat er grote verschillen bestaan tussen duurzame energie opwekkers en conventionele methoden.¹¹⁵ De resultaten van dit onderzoek zijn weergegeven in de volgende tabel. Voor duurzame energie opwekkers betreft het materiaalgebruik vooral bouwmaterialen zoals staal, beton, aluminium en koper. Voor kernenergie zijn ook splijtstoffen, met onder meer uranium, nodig als brandstof tijdens de exploitatie.

Bij het materiaalgebruik voor kolen- en gascentrales is in het onderzoek alleen gekeken naar de benodigde hoeveelheid kolen en gas als brandstof. De materialen die nodig zijn voor de bouw van de centrales zelf zijn buiten beschouwing gelaten, waardoor het daadwerkelijke materiaalgebruik voor deze conventionele methoden in werkelijkheid hoger zal liggen dan in de tabel is weergegeven. Voor duurzame energie opwekkers is alleen gekeken naar het materiaalgebruik van de installatie zelf; omliggende infrastructuur voor aansluiting op het elektriciteitsnet en de bouw van ondersteunende installaties (zoals batterijen, elektrolyzers of netverzwaring) zijn niet meegenomen in de analyse. Hierdoor zijn de weergegeven cijfers een onderschatting van het totale materiaalgebruik dat nodig is om een volledig functionerend energiesysteem te realiseren.

De volgende tabel is te zien dat alle energie opwekkers veel minder kilo materiaal gebruiken per TWh. Kernenergie gebruikt aanzienlijk minder materiaal dan de andere duurzame energie opwekkers. Deze getallen zijn gebruikt bij de effectbeoordeling in hoofdstuk 6.

Tabel 5-14 Materiaalgebruik per onderdeel van het energiesysteem per TWh (exclusief benodigde techniek netaansluiting)¹¹⁶

	Kolen	Gas	Zon-PV	Wind op land	Wind op zee ¹¹⁷	Kern-energie
Hoeveelheid ton materiaal per TWh	373.000	127.700	1.800	7.150	1.950	1.100

¹¹³ Onder meer door het Nederlands Materialen Observatorium (NMO), een initiatief van het ministerie van Economische Zaken.

¹¹⁴ Nationaal Programma Circulaire Economie (NPCE) en Nationale Grondstoffenstrategie.

¹¹⁵ Breakthrough Institute 2024: Mining Footprints and Raw Material Needs for Clean Energy.

¹¹⁶ Voor de aantallen is gebruik gemaakt van Breakthrough Institute 2024: Mining Footprints and Raw Material Needs for Clean Energy.

¹¹⁷ Met name bij windparken op zee vormt het materiaalgebruik van omliggende techniek een aanzienlijk deel van het totale materiaalgebruik. Dit betreft vooral de kabels die de windturbines verbinden met het offshore transformatorplatform, waar de opgewekte stroom wordt verzameld en vervolgens via lange zeekabels naar het vasteland wordt getransporteerd. Voor een windpark van 1 GW gaat het om tientallen kilometers aan kabels, waarvoor grote hoeveelheden koper en aluminium nodig zijn.

% t.o.v. kolen	n.v.t.	n.v.t.	0,48%	1,92%	0,52%	0,29%
----------------	--------	--------	-------	-------	-------	-------

Gebruik van kritieke mineralen

Daarnaast geldt dat sommige installaties kritieke of moeilijk te winnen materialen vereisen, terwijl andere vooral gebruikmaken van veelvoorkomende (niet-kritieke) materialen.¹¹⁸ Bij kritieke en moeilijke winbare materialen kan de impact hoger zijn doordat er meer energie, brandstoffen en activiteiten nodig zijn om kritieke materialen te winnen. Voor kritieke materialen geldt dat de beschikbaarheid op zichzelf naar verwachting niet beperkend is maar wel onevenwichtig verdeeld geografisch waardoor er een geopolitieke dimensie is verbonden aan de beschikbaarheid.¹¹⁹ Dit is ook één van de redenen dat er veel onderzoek wordt gedaan naar alternatieven, bijvoorbeeld voor lithium als grondstof voor batterijen. In de tabel hierna is per onderdeel van het energiesysteem aangegeven welke (kritieke) materialen benodigd zijn en hoeveel ton kritieke materialen per TWh nodig is. Hierbij is rekening gehouden met de materialen die nodig zijn om de installatie te kunnen aansluiten op het elektriciteitsnet, zoals kabels. Uit de tabel blijkt dat kernenergie minder kritieke materialen vereist dan zon- en windinstallaties.¹²⁰

Tabel 5-15 (kritiek) materiaalgebruik per onderdeel van het energiesysteem

¹¹⁸ Verschillende metalen/ mineralen worden als 'zeldzaam' aangeduid ('rare earth materials') aangezien gedacht werd dat deze maar beperkt winbaar waren. Deze aanduiding is niet meer helemaal correct. Er wordt tegenwoordig gesproken over 'kritieke grondstoffen'. Grondstoffen die belangrijk zijn voor veel alledaagse producten die belangrijk zijn voor het functioneren van de maatschappij. Voor een deel van de stoffen geldt dat Europa afhankelijk is van slechts één of enkele landen. Meer informatie over huidige beleid ten aanzien van kritieke mineralen: <https://www.consilium.europa.eu/nl/infographics/critical-raw-materials/>

¹¹⁹ International Energy Agency, 2024 en <https://www.consilium.europa.eu/nl/infographics/critical-raw-materials/>

¹²⁰ In de voor dit rapport gebruikte studie wordt de totale hoeveelheid zeldzame of kritieke materialen in installaties kwantitatief opgeteld, zonder verdere weging van de mate van schaarste of de impact op grondstoffenuitputting per materiaal. Andere studies, zoals onderzoeken van CE Delft, hanteren daarentegen een gewogen analyse. Hierbij wordt rekening gehouden met factoren zoals beschikbaarheid en de milieugevolgen van winning en verwerking. In dergelijke benaderingen scoren windturbines vaak slechter en is het verschil met zoninstallaties groter.

Onderdeel energiesysteem	Onderscheidend materiaalgebruik	Benodigde kritieke materialen kilo/TWh ¹²¹
Kool	-	100-200
Gas	-	50-100
Duurzame energie opwekkers		
Zon-PV	Zon installaties bestaan met name uit staal, aluminium, koper en silicium. De onderconstructies/montagesystemen kunnen ook van beton zijn in plaats van staal. Daarnaast worden er verschillende andere materialen gebruikt in kleinere hoeveelheden. Koper, tellurium, germanium, cadmium, selenium, indium, zilver en gallium zijn de voornaamste kritieke materialen die nodig zijn.	5.000-15.000
Wind op land	Windparken bestaan met name uit beton, staal, ijzer en zink. Daarnaast zijn nog verscheidende andere materialen nodig zoals koper, mangaan, chroom, aluminium, nikkel, molybdeen en wat kleinere hoeveelheden van andere materialen. Onder andere koper, zink, nikkel, mangaan, chroom en molybdeen zijn de voornaamste kritieke materialen die door windturbines gebruikt worden.	2.000-6.000
Wind op zee	Wind op zee gebruikt minder beton voor de fundering doordat over het algemeen grote monopiles gebruikt worden die vooral bestaan uit staal. Hierdoor is het aandeel van staal relatief groot is. Verder is het (kritiek) materiaalgebruik vergelijkbaar als met wind op land qua windturbines. Wind op zee heeft alleen veel meer koper nodig dan wind op zee voor de lange kabels die aangelegd moeten worden binnen het windpark en naar land toe.	6.000-15.000
Kernenergie	Kerncentrales bestaan met name uit beton, staal, koper. Daarnaast zijn nog verscheidende andere materialen nodig zoals chroom, aluminium, nikkel en molybdeen en wat kleinere hoeveelheden van andere materialen. Kernenergie gebruikt splijtstoffen met verrijkt uranium in de exploitatiefase om energie op te wekken. Koelwater is ook nodig. Koper, nikkel, mangaan, chroom en zink zijn de voornaamste kritieke materialen die gebruikt worden bij kerncentrales.	500-1.500
Ondersteunende installaties		
(Systeem)-batterijen	Batterijensystemen bestaan veelal uit staal, koper, aluminium, grafiet en lithium naast wat kleinere hoeveelheden van andere materialen. Kritieke materialen die gebruikt worden zijn onder andere koper, kobalt, nikkel en lithium. Lithium is een kritiek essentieel materiaal dat ook gebruikt wordt voor de accu's van auto's en telefoons.	n.v.t.
Elektrolyzers	Elektrolyzers bestaan veelal uit staal, nikkel en aluminium. Koper, nikkel, zirkonium, lanthanum, yttrium, iridium en platina zijn zeldzame materialen die gebruikt worden. Water is nodig in de exploitatiefase.	n.v.t.
Waterstof-centrales	Waterstofcentrales bestaan veelal uit staal, aluminium en koper. Koper is een kritiek materiaal wat nodig is. Koelwater is nodig in de exploitatiefase. De verwachting is dat er gedeeltelijk gebruikt gemaakt kan worden van bestaande locaties van kolen- en gascentrales en de daar aanwezige installaties.	n.v.t.

Waterstof-opslag	Met waterstofopslag wordt in dit kader bedoelt opslag in lege gasvelden of zoutcavernes. Hierdoor is er niet veel (kritiek) materiaal nodig. De verwachting is dat er deels gebruik gemaakt kan worden van bestaande locaties en installaties.	n.v.t.
------------------	--	--------

¹²¹ Bron rapport van International Energy Agency (IEA) uit 2021. In dit onderzoek zijn uitgangspunten genomen t.a.v. vermogen per installatie, aantal vollasturen en de levensduur van de installaties. In de windsector maar ook in zon zijn er de laatste jaren veel ontwikkelingen geweest waardoor de opwek per windturbine of paneel omhoog is gegaan met relatief weinig extra materiaal gebruik. Het daadwerkelijke benodigde materiaal per TWh zal dus wat lager dan in onderstaande tabel is gepresenteerd. Niettemin zal kernenergie aanmerkelijk beter scoren dan wind en zon.

6 Effectbeoordeling

In het vorige hoofdstuk is meer achtergrond en duiding gegeven bij de milieuaspecten en de effectrelaties tussen verschillende onderdelen van het energiesysteem en deze aspecten. In dit hoofdstuk zijn eerst de onderdelen van het energiesysteem per variant beoordeeld op de verschillende milieuaspecten. Vervolgens is elk energiesysteemvariant een totaalscore toegekend per milieuaspect. In hoofdstuk 7 wordt een tabel gepresenteerd met alle totaalscores van de varianten op de milieuaspecten.

Om de impact van verschillende hoeveelheden kernenergie in het energiesysteem op de milieueffecten eerlijk te vergelijken dienen alle A varianten onderling vergeleken te worden, en ook de B en C varianten alleen onderling. Het vergelijken van bijvoorbeeld variant 1A met variant 2B levert geen eerlijke vergelijking op omdat dan niet alleen de hoeveelheid kernenergie verschilt maar ook de bronnen die in de plaats komen van kernenergie. De A en B varianten kunnen ook niet eerlijk vergeleken worden met de C varianten, omdat de totale hoeveelheid opwek verschilt.

Het is wel mogelijk om de A, B en C varianten met eenzelfde hoeveelheid kernenergie te vergelijken, om in te schatten wat de (relatieve) milieueffecten zijn van de verschillende alternatieven voor kernenergie (opwek op land, opwek op zee of geen wijzigingen in overige opwek).

6.1 Geluid

Voor dit milieuaspect is bij de effectbeoordeling gekeken naar de afstand die gehouden moet worden tot gevoelige objecten om te kunnen voldoen aan de geluidsnormen. Daarbij speelt het aantal installaties een rol naast de reikwijdte van het relevante geluidsniveau. De reikwijdte van het geluid per onderdeel van het energiesysteem is beschreven in paragraaf 5.1 van dit rapport.

In deze paragraaf zijn eerst de onderdelen van het energiesysteem apart beoordeeld en vervolgens is een totaalscore aan elk energiesysteemvariant toegekend.

6.1.1 Beoordeling energie opwekkers

Tabel 6-1 beoordelingstabel energie opwekkers op milieuaspect geluid

Energieopwekker	Scenario 1: 0,5 GW kern			Scenario 2: 3,7 GW kern			Scenario 3: 8,3 GW kern			Scenario 4: 0 GW kern		
	1A	1B	1C	2A	2B	2C	3A	3B	3C	4A	4B	4C
Zon-PV	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Wind op land	3	2	2	3	2	2	2	2	2	3	2	2
Wind op zee	n.v.t. (geen geluidseffecten naar leefomgeving)											
Kernenergie	0	0	0	1	1	1	1	1	1	0	0	0

Voor zon-PV, op land en dak, geldt dat de omvormers en een eventuele transformator beperkt geluid produceren. Dit geluid is tot op enkele tientallen meters afstand waarneembaar. Omdat er buiten de zoninstallatie vrijwel geen geluidseffecten zijn, is zon-PV voor alle varianten neutraal (score 0) beoordeeld, ongeacht het aandeel in de energiemix.

Voor wind op land geldt dat er een afstand van 500 tot 600 meter tot gevoelige objecten indicatief moet worden aangehouden om te voldoen aan de geluidsnormen. Door deze afstand en de omvang van een windpark wordt in de praktijk over een relatief groot gebied geluid aan de omgeving toegevoegd. Variant

4A kent het hoogste aandeel windenergie op land, waarvoor 509 installaties nodig zijn.¹²² Variant 3A kent het laagst aandeel windenergie op land (254 installaties). Bij het bepalen van de scores voor wind op land geldt voor alle varianten een 2 als score, vanwege de benodigde geluidsruimte bij windparken. De varianten waarbij meer windparken van de standaardeenheid gerealiseerd moeten worden dan het aantal gemeenten in Nederland (342 gemeenten¹²³), krijgen een score 3 op grond van het cumulatieve effect dat ontstaat bij het plaatsen van dit aantal windparken. Dit geldt voor variant 1A (491 installaties), 2A (394 installaties) en 4A (509 installaties).

Voor kerncentrales geldt dat er een afstand van 400-600 meter tot gevoelige objecten moet worden aangehouden om aan de geluidsnormen te kunnen voldoen. Bij SMR's kan deze afstand korter zijn. Hierdoor ontstaat er net als bij windenergie voor een relatief groot gebied geluid naar de omgeving. Echter, het aantal installaties is beperkt ten opzichte van bijvoorbeeld windparken op land of systeembatterijen. In scenario 1 betreft het alleen kerncentrale Borssele, die al onderdeel is van de huidige situatie en daarom neutraal (score 0) is. In scenario 4 is het uitgangspunt dat er geen kerncentrales in de energiemix zitten, het wegvallen van kerncentrale Borssele als geluidsbron is een verwaarloosbaar effect gezien de locatie en omgeving.

In scenario 2 gaat het om de huidige situatie plus de bouw van twee nieuwe installaties, en in scenario 3 om de huidige situatie plus vier nieuwe kerncentrales en zeven SMR's. In deze scenario's is het aantal installaties, en dus de hoeveelheid geluidsruimte die wordt ingenomen op nationaal niveau, alsnog zeer beperkt. Het betreft een lokaal effect dat slechts op enkele locaties in Nederland merkbaar zal zijn. De varianten onder deze scenario's zijn daarom beoordeeld met een score 1.

6.1.2 Beoordeling ondersteunende installaties

Tabel 6-2 beoordelingstabel ondersteunende installaties op milieuaspect geluid

Ondersteunende installaties	Scenario 1: 0,5 GW kern			Scenario 2: 3,7 GW kern			Scenario 3: 8,3 GW kern			Scenario 4: 0 GW kern		
	1A	1B	1C	2A	2B	2C	3A	3B	3C	4A	4B	4C
(Systeem)batterijen	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
Elektrolyzers	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Waterstofcentrales	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Waterstofopslag	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1

Een deel van de elektrolyzers wordt op zee gerealiseerd en heeft daarmee geen effect op de leefomgeving op land. Op land gaat het om een relatief beperkt aantal installaties, variërend tussen de 24 en 29. Voor een elektrolyser van 500 MW geldt dat een afstand van 300 tot 500 meter tot geluidsgevoelige objecten nodig is om aan de geluidsnormen te voldoen.

Voor waterstofcentrales (1 GW) dient aan afstanden van 500 tot 1.600 meter tot geluidsgevoelige objecten gedacht te worden om aan de geluidsnormen te voldoen. Het aantal benodigde centrales is tussen de 14 en 22. Bovendien zullen deze centrales deels op bestaande energiecentrale-locaties worden gerealiseerd, waar al rekening wordt gehouden met geluid. Hoewel ze veel geluidsruimte vragen, blijft het aantal locaties beperkt.

¹²² Met installaties wordt bedoeld op de standaard eenheid die in dit onderzoek is aangehouden per onderdeel van het energiesysteem zoals gepresenteerd in paragraaf 4.1 van dit rapport. Voor wind op land gaat het om een windpark van 45 MW met 7 of 8 windturbines. 509 installaties betekent dus 509 windparken met 7 of 8 turbines in dit kader.

¹²³ CBS, gemeentelijke indeling op 1 januari 2025.

Voor waterstofopslag zijn een beperkt aantal locaties nodig, voornamelijk op bestaande locaties voor zout- en gaswinning. Ook hier is het aantal installaties beperkt en zijn de locaties doorgaans al ingericht op industriële activiteiten. Er is een afstand van 500 tot 1000 meter tot geluidsgevoelige objecten nodig om aan de geluidsnormen te voldoen.

Voor elektrolyzers, waterstofcentrales en waterstofopslag geldt in alle varianten een score 1. In deze gevallen is er sprake van een kans op beperkte hinder bij geluidsgevoelige objecten in de directe omgeving van een beperkt aantal installaties. Door het beperkte aantal en de spreiding van de installaties blijven de geluidseffecten in alle varianten beperkt en scoren de varianten daarom gelijk op dit aspect voor deze onderdelen.

Voor systeembatterijen is een afstand van 200 tot 550 meter tot geluidsgevoelige objecten vereist om aan de geluidsnormen te voldoen bij een installatie van 200 MW. Het aantal benodigde systeembatterijen is echter aanzienlijk groter dan bij de andere ondersteunende installaties, met 179 tot 212 installaties verspreid over het hele land. Door dit grotere aantal kunnen systeembatterijen in alle varianten beperkte hinder veroorzaken bij relatief veel geluidsgevoelige objecten, verspreid over Nederland. Om deze reden scoren alle varianten op dit onderdeel een 2. De relatief grote hoeveelheid installaties vergroot de kans op geluidshinder ten opzichte van de andere ondersteunende installaties, maar omdat het aantal benodigde batterijen in alle varianten vergelijkbaar is, zijn de scores onderling gelijk.

6.1.3 Totaalbeoordeling varianten

Tabel 6-3 totaalscore varianten op milieuaspect geluid

	Scenario 1: 0,5 GW kern			Scenario 2: 3,7 GW kern			Scenario 3: 8,3 GW kern			Scenario 4: 0 GW kern		
	1A	1B	1C	2A	2B	2C	3A	3B	3C	4A	4B	4C
Totaalscore variant	3	2	2	3	2	2	2	2	2	3	2	2

Zoals hierboven beschreven, zullen met name wind op land en systeembatterijen een grote impact hebben op het milieuaspect geluid in Nederland. Zonne-energie veroorzaakt weinig geluid, en voor kernenergie, elektrolyzers, waterstofcentrales en waterstofopslag geldt dat deze installaties op een beperkt aantal locaties verspreid over Nederland worden gerealiseerd. Hierdoor blijven de effecten op dit thema op nationaal niveau beperkt.

Systeembatterijen zijn in alle varianten gelijk beoordeeld, omdat de verschillen in het aantal installaties beperkt zijn. Voor wind op land is wel onderscheid gemaakt in scores. De varianten met relatief veel wind op land (1A, 2A en 4A) kenmerken zich door een grootschalige inzet van windturbines. Het aantal windturbineparken, uitgedrukt in de standaardeenheid die in dit rapport wordt gehanteerd, overstijgt zelfs het aantal gemeenten in Nederland. Dit kan leiden tot ernstige hinder in bepaalde gevallen door de omvangrijke uitbreiding van windenergie op land. Daarom zijn deze varianten beoordeeld met een score 3, welke ook is meegenomen in de totaalscore. Alle andere varianten scoren een 2 op het milieuaspect geluid.

Wanneer de focus wordt gelegd op kernenergie, valt op dat deze energiebron op nationaal niveau weinig geluidshinder veroorzaakt, omdat het om slechts enkele locaties gaat en het effect daardoor beperkt blijft. Als kernenergie wordt ingezet ter vervanging van windturbines op land, heeft dit een positief effect op het milieuaspect geluid binnen het energiesysteem.

6.2 Ecologie

Voor het milieuaspect ecologie is beoordeeld of er kans is op negatieve effecten op natuurdoelstellingen. Zoals omschreven in paragraaf 5.2 verschillen de effecten per onderdeel van het energiesysteem. Daarnaast varieert de impact tussen (tijdelijke) effecten tijdens de bouwphase en effecten tijdens de gebruiksfase.

6.2.1 Beoordeling energie opwekkers

Tabel 6-4 beoordelingstabel energie opwekkers op milieuaspect ecologie

Energieopwekker	Scenario 1: 0,5 GW kern			Scenario 2: 3,7 GW kern			Scenario 3: 8,3 GW kern			Scenario 4: 0 GW kern		
	1A	1B	1C	2A	2B	2C	3A	3B	3C	4A	4B	4C
Zon-PV	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
Wind op land	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
Wind op zee	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3
Kernenergie	0	0	0	1	1	1	2	2	2	0(+)	0(+)	0(+)

Zon op dak heeft een minimale impact op ecologie, zon op land kan daarentegen wel een aanzienlijke impact hebben op ecologie. Er is een score 2 toegekend aan zon-PV voor alle varianten. Dit komt voornamelijk door het ruimtebeslag op grond, waardoor leefgebied wordt veranderd. Zon op land kan onder meer negatieve effecten hebben op weidevogels. Deze impact is gedeeltelijk te mitigeren door zon-PV-installaties buiten beschermde gebieden te realiseren en, waar nodig, de opstelling van de zonnepanelen aan te passen tot natuur inclusieve zonnevelden. Bij dergelijke zonnevelden wordt rekening gehouden met natuurinclusiviteit, biodiversiteit en bodemkwaliteit, hoewel de exacte effecten hiervan nog worden onderzocht.¹²⁴ Er zijn verschillen in aantallen, de variant met de meeste zon op land (variant 4A) versus degene met het minste zon op land (variant 3A) is circa 24%. In beide gevallen is er heel veel zon op land nodig en daarom wordt er geen onderscheid gemaakt tussen varianten in de beoordeling van zon-PV.

Voor zowel wind op land als wind op zee geldt dat er sprake is van verstoring en aanvaringsslachtoffers tijdens de gebruiksfase. Hierdoor kunnen de effecten op de ecologie aanzienlijk zijn. Er zijn echter verschillende mitigerende maatregelen mogelijk, zoals stilstand voorzieningen voor trekvogels. Specifiek voor wind op zee geldt dat tijdens de bouwphase de effecten van met name onderwatergeluid een relevante impact kunnen hebben op instandhoudingsdoelstellingen van bijvoorbeeld bruinvissen. Significant negatieve effecten en/of negatieve effecten op de gunstige staat van instandhouding gezien de hoeveelheid windenergie op zee niet op voorhand worden uitgesloten waarbij ook de bijdrage van mitigatie uitdagend is. Wind op zee is daarom beoordeeld met een score 3, terwijl wind op land wordt beoordeeld met score 2 gezien de meer beperkte omvang van het aantal windturbines. Omdat wind op zee en land in alle alternatieven met veel vermogen voorkomen, is er geen onderscheid gemaakt in de beoordeling van de verschillende alternatieven. Desalniettemin geldt dat variant 3A aanzienlijk minder wind op land kent dan variant 4A. In variant 4A worden meer dan twee keer zoveel windturbines op land gerealiseerd als in variant 3A. Bij wind op zee zijn de verschillen in aantallen tussen de varianten kleiner. Het verschil in aantallen tussen de variant met de meeste wind op zee (4B) en het minste wind op zee (3B), is circa 19%.

¹²⁴ RVO (2024). Zonne-energie op velden.

Ecologische effecten van kernenergie ontstaan vooral tijdens de langdurige bouwphase door stikstofdepositie maar dit is relatief lokaal en relatief goed te mitigeren (naar de toekomst). Tijdens de bedrijfsfase kunnen negatieve effecten optreden door het onttrekken en lozen van koelwater, zoals het doden van organismen, verandering/verstoring van ecosystemen en veranderingen in soortensamenstelling. Baggerwerkzaamheden bij koelwaterinlaatkanalen, zoals in Borssele, veroorzaken vertroebeling en kunnen lokaal de ecologie beïnvloeden. Ook kunnen in het koelwater resten van niet-radioactieve stoffen voorkomen, die schadelijk kunnen zijn voor flora en fauna. In scenario 4 worden geen nieuwe kerncentrales gebouwd en stopt Borssele, wat resulteert in neutrale (0+) score met een licht positief effect voor deze varianten. In scenario 1 blijft Borssele langer open, wat een voortzetting is van de huidige situatie, om deze reden wordt dit ook neutraal (0) beoordeeld. In scenario 2 komen er nog twee nieuwe kerncentrales naast kerncentrale Borssele bij op één locatie. Omdat het gaat om de toevoeging op één nieuwe locatie zijn de varianten onder dit scenario beoordeeld met een score 1. In scenario 3 worden vier nieuwe centrales en zeven SMR's gebouwd, waardoor verspreid over Nederland aanzienlijk meer impact wordt verwacht bij deze varianten. Deze varianten krijgen daarom de score 2.

6.2.2 Beoordeling ondersteunende installaties

Tabel 6-5 beoordelingstabel ondersteunende installaties op milieuaspect ecologie

Ondersteunende installaties	Scenario 1: 0,5 GW kern			Scenario 2: 3,7 GW kern			Scenario 3: 8,3 GW kern			Scenario 4: 0 GW kern		
	1A	1B	1C	2A	2B	2C	3A	3B	3C	4A	4B	4C
(Systeem)batterijen	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Elektrolyzers	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
Waterstofcentrales	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
Waterstofopslag	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1

Tijdens de bouwphase van ondersteunende installaties kan stikstof vrijkomen, wat mogelijk effect heeft op beschermde natuurgebieden. Deze effecten zijn echter tijdelijk van aard en, doordat de meeste installaties op industrieterreinen zullen worden gerealiseerd, is de impact op de natuur beperkt. Bovendien geldt voor waterstofcentrales en waterstofopslag dat voornamelijk gebruik wordt gemaakt van bestaande industriële locaties of zelfs bestaande installaties. Hierdoor is er weinig aanleg van nieuwe voorzieningen nodig en blijven de effecten op de natuur minimaal.

Voor systeembatterijen en waterstofopslag geldt dat zij tijdens de gebruiksfase geen grote negatieve ecologische effecten veroorzaken. Vanwege de beperkte ecologische impact van deze onderdelen van het energiesysteem in alle varianten, is hiervoor een score 1 ('beperkte impact') toegekend.

Voor elektrolyzers en waterstofcentrales kunnen, naast de mogelijke effecten tijdens de bouwphase, ook ecologische effecten optreden door het gebruik van koelwater. Tijdens de bedrijfsfase kunnen negatieve effecten ontstaan als gevolg van het onttrekken en lozen van koelwater, zoals het doden van organismen, verstoring van ecosystemen en veranderingen in de soortensamenstelling. Daarnaast kunnen in het koelwater restanten van stoffen aanwezig zijn die schadelijk zijn voor flora en fauna. Het opnemen en lozen van koelwater vindt plaats op verschillende locaties in Nederland en op zee. De omvang van de ecologische effecten is mede afhankelijk van de specifieke locatie van deze installaties.

Omdat in deze studie geen concrete locaties worden aangewezen, is uitgegaan van een worst-case scenario. Hoewel het bij elektrolyzers en waterstofcentrales om kleinere hoeveelheden koelwater gaat dan bij kerncentrales, betreft het wel meerdere installaties met een aanzienlijke koelbehoefte die verspreid over Nederland kunnen worden gerealiseerd. Daarom is aan elektrolyzers en waterstofcentrales een

score 2 toegekend. De verschillen in koelwaterhoeveelheden tussen de varianten zijn beperkt, waardoor voor alle varianten dezelfde score (2) is gehanteerd.

6.2.3 Totaalbeoordeling varianten

Tabel 6-6 totaalscore varianten op milieuaspect ecologie

	Scenario 1: 0,5 GW kern			Scenario 2: 3,7 GW kern			Scenario 3: 8,3 GW kern			Scenario 4: 0 GW kern		
	1A	1B	1C	2A	2B	2C	3A	3B	3C	4A	4B	4C
Totaalscore variant	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3

De verschillende varianten zijn allemaal beoordeeld met score 3. Dit komt voornamelijk doordat in elk variant wind op zee de slechtst scorende factor is. Dit is het gevolg van het risico op aanvaringsslachtoffers en het feit dat significant negatieve effecten op bepaalde instandhoudingsdoelstellingen, zoals die voor bruinvispopulaties, niet op voorhand kunnen worden uitgesloten.

De verschillende onderdelen van het energiesysteem brengen uiteenlopende typen ecologische effecten met zich mee. Een groter aandeel kernenergie kent zowel ecologische voor- als nadelen. Het belangrijkste verschil is echter dat een toename van kernenergie leidt tot een lager aandeel windenergie, waardoor de impact van aanvaringsslachtoffers onder vogels en vleermuizen afneemt.

6.3 Ruimtelijke functies

Voor dit milieuaspect is bij de effectbeoordeling gekeken naar impact op huidige en toekomstige ruimtelijke functies (industrie, wonen, (water)infrastructuur). Hiervoor is gekeken naar het ruimtebeslag van de installatie zelf in verhouding tot het opgewekte vermogen en de eventuele beperkingen voor andere ruimtelijke functies in de omgeving rondom de installatie. Bij het beoordelen van de verschillende varianten is ook gekeken naar het aantal installaties om iets te kunnen zeggen over het totale ruimtegebruik. De cijfers van het aantal installaties zijn opgenomen in bijlage 1. In deze paragraaf zijn eerst de onderdelen van het energiesysteem apart beoordeeld en vervolgens is de totaalscore per energiesysteemvariant verklaard.

6.3.1 Beoordeling energie opwekkers

Tabel 6-7 beoordelingstabel energie opwekkers op milieuaspect ruimtelijke functies

Energieopwekker	Scenario 1: 0,5 GW kern			Scenario 2: 3,7 GW kern			Scenario 3: 8,3 GW kern			Scenario 4: 0 GW kern		
	1A	1B	1C	2A	2B	2C	3A	3B	3C	4A	4B	4C
Zon-PV	3	2	2	3	2	2	2	2	2	3	2	2
Wind op land	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Wind op zee	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
Kernenergie	0	0	0	1	1	1	1	1	1	0	0	0

Hoewel zon op dak juist goed samengaat met bestaande ruimtelijke functies, geldt het tegenovergestelde voor zon op land. Zon op land neemt, in verhouding tot windenergie en kernenergie, relatief veel ruimte in waarbij bestaand gebruik niet meer mogelijk is. In hoofdstuk 5 is hier uitgebreid op ingegaan. Buiten de grenzen van het zonnepark zijn er geen verdere beperkingen voor andere functies. Wanneer gekeken

wordt naar de verschillende energiesysteemvarianten, zijn er duidelijke verschillen in het aantal installaties voor zon op dak en zon op land. In dit kader zijn vooral de verschillen in zon op land relevant. De varianten 1A, 2A en 4A maken relatief veel gebruik van zon op land, wat leidt tot een ruimtebeslag van circa 400 km² voor variant 2A en circa 450 km² voor variant 1A en 4A. Dit is meer dan 1% van het totale landoppervlak van Nederland, dat al erg vol is. Deze drie varianten zijn daarom beoordeeld met een score 3. De overige varianten maken ook gebruik van zon op land en nemen dus eveneens veel ruimte in (circa 360 km²), zij het in mindere mate; deze zijn daarom met een score 2 beoordeeld.

Wind op land neemt relatief weinig ruimte in beslag. Windturbines kunnen goed gecombineerd worden met landbouwactiviteiten, waardoor het daadwerkelijke ruimtebeslag beperkt blijft. Door de geluidsnormen voor windturbines op land is vaak niet mogelijk om gevoelige objecten (zoals woningen, onderwijs- of zorginstellingen) te realiseren binnen 400-600 meter van een windturbine. In die zin leggen windturbines beperkingen op aan toekomstige functies in de omgeving. Voor andere soorten objecten geldt dat kleinere afstanden kunnen worden aangehouden, zo staan op veel bedrijventerreinen windturbines. In de praktijk is niet te verwachten dat omvangrijke nieuwbouw (woningen of bedrijven) is voorzien op locaties geschikt voor wind op land. Mede gezien het aantal installaties, is voor alle varianten van wind op land een score 1 toegekend.

Wind op zee neemt, afgezien van een mogelijk landstation, geen ruimte in beslag op land. Wel kan de scheepvaart en visserij hinder ondervinden van windparken op zee. Bij het aanwijzen van mogelijke locaties voor wind op zee wordt hiermee rekening gehouden om de effecten te beperken. Zo worden scheepvaartroutes vrijgehouden van windparken en worden viszones aangewezen. Een windturbine heeft een beperkte ruimte die fysiek wordt ingenomen. Door rekening te houden met bestaande functies worden bestaande functies beperkt geraakt. Echter voor de gehele Noordzee geldt dat activiteiten zoals scheepvaart, visserij en luchtvaart op veel locaties rekening moeten houden met aanwezige windturbines. Dit kan leiden tot herschikking of additionele gebruikseisen (zoals routes). Alle varianten voor wind op zee zijn om die reden met een 2 op het milieuaspect ruimtelijke functies gescoord.

Kernenergie neemt, in verhouding tot de opgewekte energie, zeer weinig ruimte in beslag. Variërend van 0 tot circa 7 km² bij de verschillende varianten. Met slechts enkele locaties in Nederland kan veel energie worden opgewekt. Wat betreft de impact op andere ruimtelijke functies geldt dat er een maximaal aantal woningen binnen een straal van 1 kilometer rondom kerncentrales mag worden gerealiseerd. Om te waarborgen dat er voor mogelijke toekomstige kerncentrales geschikte locaties blijven, is voor een aantal locaties een waarborgbeleid opgesteld. Hier mag niet altijd meer een woning worden gebouwd binnen deze 1 kilometer radius. Door het beperkte ruimtegebruik en het beperkte aantal locaties waarvoor deze beperkingen gelden, zijn de varianten met nieuwe kerncentrales beoordeeld met een score 1. De varianten zonder kernenergie, of alleen met Borssele, krijgen een neutrale score (0), omdat er in die gevallen geen nieuwe kerncentrales bijkomen, waardoor er geen verandering optreedt ten opzichte van de bestaande situatie. In de varianten onder scenario 4 wordt de kerncentrale Borssele in 2033 gesloten. Het positieve effect hiervan op ruimtelijke functies op nationaal niveau is echter verwaarloosbaar.

6.3.2 Beoordeling ondersteunende installaties

Tabel 6-8 beoordelingstabel ondersteunende installaties op milieuaspect ruimtelijke functies

Ondersteunende installaties	Scenario 1: 0,5 GW kern			Scenario 2: 3,7 GW kern			Scenario 3: 8,3 GW kern			Scenario 4: 0 GW kern		
	1A	1B	1C	2A	2B	2C	3A	3B	3C	4A	4B	4C
(Systeem)batterijen	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Elektrolyzers	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Waterstofcentrales	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Waterstofopslag	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1

Elektrolyzers, waterstofcentrales en waterstofopslaginstallaties nemen relatief weinig ruimte in beslag, omdat de aantallen van deze ondersteunende installaties in alle varianten beperkt blijft. Gezamenlijk beslaan deze installaties in alle varianten tussen de 7 en 10 km². Bij systeembatterijen gaat het wel over een groot aantal installaties. Hierdoor nemen systeembatterijen tussen de circa 7 en 8,5 km² ruimte in beslag afhankelijk van de variant. De verschillen tussen de varianten zijn klein.

Voor alle installaties geldt dat er vanwege geluid en veiligheidsregels beperkingen worden opgelegd aan andere functies in de directe omgeving. Bij systeembatterijen, elektrolyzers en waterstofopslaglocaties gaat het om enkele honderden meters. Voor waterstofcentrales kan deze afstand nog groter zijn, afhankelijk van de specifieke veiligheidscontouren.

Gezien het beperkte aantal installaties en/of de relatief kleine contour waarbinnen beperkingen gelden voor andere functies, zijn alle ondersteunende installaties in alle varianten beoordeeld met een score 1.

6.3.3 Totaalbeoordeling varianten

Tabel 6-9 totaalscore varianten op milieuaspect ruimtelijke functies

	Scenario 1: 0,5 GW kern			Scenario 2: 3,7 GW kern			Scenario 3: 8,3 GW kern			Scenario 4: 0 GW kern		
	1A	1B	1C	2A	2B	2C	3A	3B	3C	4A	4B	4C
Totaalscore variant	3	2	2	3	2	2	2	2	2	3	2	2

Er zijn geen aanwijzingen dat er in Nederland onvoldoende ruimte is om deze energiesysteemvarianten te realiseren. Wel is het mogelijk dat de benodigde ruimte ten koste gaat van andere functies, zoals landbouwgrond, waardoor de druk op deze functies kan toenemen.

Wanneer gekeken wordt naar de invloed op ruimtelijke functies, valt op dat vooral zon op land en wind op zee een grote impact heeft vanwege het aanzienlijke ruimtegebruik. Hoewel andere energievormen en ondersteunende installaties ook beperkingen opleggen aan andere functies, met name buiten de terreingrenzen, blijft het effect op ruimtelijke functies relatief beperkt.

De totaalscore van de varianten is dan ook grotendeels gebaseerd op de laagste scores die zijn toegekend aan wind op zee en zon (op land). De varianten met veel zon op land (1A, 2A en 4A) gebruiken dermate meer ruimte dat het totale ruimtebeslag in deze varianten 40 tot 110 km² hoger ligt dan bij de andere varianten. Deze varianten zijn daarom beoordeeld met een score 3. De overige varianten krijgen

een score 2; ook hierbij is sprake van aanzienlijk ruimtegebruik en worden er beperkingen opgelegd aan andere functies, zij het in mindere mate.

Kerncentrales nemen, in verhouding tot de hoeveelheid opgewekte energie, relatief weinig ruimte in beslag. Het opnemen van kernenergie in de energiemix leidt er daardoor toe dat er minder ruimte nodig is voor het energiesysteem als geheel, waardoor er meer ruimte beschikbaar blijft voor andere functies. Kernenergie heeft daarmee een positief effect op het milieuaspect 'ruimtelijke functies' binnen het energiesysteem.

6.4 Externe en nucleaire veiligheid

Voor het milieuaspect externe en nucleaire veiligheid is gekeken naar zowel de reikwijdte als de kans op incidenten. In hoofdstuk 5 is het onderscheid tussen deze aspecten en de effecten per type installatie toegelicht. In deze paragraaf zijn de verschillende onderdelen van het energiesysteem eerst afzonderlijk beoordeeld op de reikwijdte van het effect bij incidenten en daarna op de kans op het optreden van incidenten. Hierbij wordt ook gekeken naar het aantal installaties dat geplaatst wordt per variant van het energiesysteem. Deze cijfers zijn opgenomen in bijlage 1. Vervolgens is per energiesysteemvariant een totaalscore voor het milieuaspect externe & nucleaire veiligheid toegekend.

6.4.1 Beoordeling energie opwekkers

Tabel 6-10 beoordelingstabel energie opwekkers op milieuaspect externe & nucleaire veiligheid: mogelijke reikwijdte bij incidenten

Energieopwekker	Scenario 1: 0,5 GW kern			Scenario 2: 3,7 GW kern			Scenario 3: 8,3 GW kern			Scenario 4: 0 GW kern		
	1A	1B	1C	2A	2B	2C	3A	3B	3C	4A	4B	4C
Zon-PV	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Wind op land	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Wind op zee	n.v.t.											
Kernenergie	0	0	0	3	3	3	3	3	3	0(+)	0(+)	0(+)

Tabel 6-11 beoordelingstabel energie opwekkers op milieuaspect externe & nucleaire veiligheid: kans op incidenten

Energieopwekker	Scenario 1: 0,5 GW kern			Scenario 2: 3,7 GW kern			Scenario 3: 8,3 GW kern			Scenario 4: 0 GW kern		
	1A	1B	1C	2A	2B	2C	3A	3B	3C	4A	4B	4C
Zon-PV	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
Wind op land	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
Wind op zee	n.v.t.											
Kernenergie	0	0	0	1	1	1	2	2	2	0(+)	0(+)	0(+)

Bij zon-PV is brand een potentieel risico. Dit betreft een lokaal effect zonder directe risico's voor personen buiten de locatie van de brand. Daarom is voor de reikwijdte bij incidenten een score 1 toegekend. De kans op een dergelijk incident is klein, maar wel groter dan bij andere installaties zoals kerncentrales. Dit komt mede doordat in alle varianten veel installaties worden geplaatst. Daarom krijgt zon-PV een score 2 voor de kans op incidenten. In de varianten 1A, 2A en 4A zijn er relatief meer zon-installaties, waardoor de kans op een incident met een zonnenveld of zonnepanelen op daken toeneemt. Dit heeft echter geen invloed op de aard of de reikwijdte van de mogelijke incidenten. De score voor zon-PV blijft daarom gelijk

voor alle energiesysteem varianten, zowel wat betreft de reikwijdte van de gevolgen bij incidenten als de kans op incidenten.

Bij wind op land vormen mechanische storingen, zoals brand of bladbreuk, een mogelijk risico. Daarnaast bestaat er een risico op ijsafworp. Dit zijn incidenten met een lokaal effectbereik. Daarom is voor de reikwijdte bij incidenten een score 1 toegekend. Om het risico op incidenten te beperken, geldt rondom windturbines een veiligheidszone waarin de kans op een incident niet groter mag zijn dan 10^{-6} per jaar, dit is kleiner dan de afstand tot geluidsgevoelige objecten om te kunnen voldoen aan geluidsnormen. Om aan deze norm te voldoen, mogen binnen een bepaalde straal rond de windturbine geen andere gebouwen of objecten worden gerealiseerd. Hierdoor is de kans op een incident met dodelijke afloop zeer klein. Omdat er bij alle varianten veel installaties geplaatst worden en de kans op een incident bij kerncentrales nog kleiner is, krijgt wind op land de score 2 voor de kans op incidenten. In de varianten 1A, 2A en 4A zijn er relatief meer windparken op land, waardoor de kans op een incident in Nederland toeneemt. Dit heeft echter geen invloed op de aard of de reikwijdte van de mogelijke incidenten. De score voor wind op land blijft daarom gelijk voor alle energiesysteemvarianten, zowel wat betreft de reikwijdte van de gevolgen bij incidenten als de kans op incidenten.

Kerncentrales brengen risico's met zich mee door het gebruik van radioactieve materialen. Voor deze installaties gelden zeer strenge veiligheidseisen, gebaseerd op internationale normen van het IAEA. Door deze hoge veiligheidsstandaarden is de kans op incidenten bij kerncentrales aanzienlijk lager dan bij andere onderdelen van het energiesysteem die in dit rapport zijn beoordeeld. Daarom is kernenergie voor de kans op incidenten in de varianten met nieuwe kerncentrales beoordeeld met een score 1. Voor de varianten onder scenario 1, waarin de huidige situatie met alleen kerncentrale Borssele wordt voortgezet, worden geen nieuwe risico's toegevoegd en geldt een neutrale score (0). De varianten onder scenario 4 krijgen een neutrale beoordeling met een plusje (0+), omdat kerncentrale Borssele dan minder lang operationeel is, wat een lichte verbetering betekent ten opzichte van de huidige situatie.

De kans op een incident neemt toe naarmate er meer kerncentrales worden gerealiseerd. In scenario 1 betreft het alleen kerncentrale Borssele, in scenario 2 gaat het om Borssele en twee nieuwe kerncentrales, en in scenario 3 gaat het om Borssele, vier nieuwe kerncentrales en zeven SMR's. Hierdoor is in scenario 3 de kans op een incident meer dan tien keer groter dan in scenario 1. Vanwege deze cumulatie van kansen is scenario 3 voor de kans op incidenten beoordeeld met een score 2 in plaats van 1.

Het mogelijke effectbereik bij een incident met een kerncentrale kan zeer groot zijn. Bij een kernramp waarbij radioactief materiaal vrijkomt, kan de impact reiken tot op nationaal of internationaal niveau. Dit effectbereik is aanmerkelijk groter dan bij andere onderdelen van het energiesysteem en vormt daarmee een ander type risico. Om deze reden zijn de varianten met kernenergie voor het effectbereik bij incidenten beoordeeld met een score 3. Varianten zonder kernenergie zijn beoordeeld met een neutrale plus score (0+) en de voortzetting van de huidige situatie met kerncentrale Borssele met een neutrale score (0).

6.4.2 Beoordeling ondersteunende installaties

Tabel 6-12 beoordelingstabel ondersteunende installaties op milieuaspect externe & nucleaire veiligheid: mogelijke reikwijdte bij incidenten

Ondersteunende installaties	Scenario 1: 0,5 GW kern			Scenario 2: 3,7 GW kern			Scenario 3: 8,3 GW kern			Scenario 4: 0 GW kern		
	1A	1B	1C	2A	2B	2C	3A	3B	3C	4A	4B	4C
(Systeem)batterijen	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Elektrolyzers	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Waterstofcentrales	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
Waterstofopslag	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2

Tabel 6-13 beoordelingstabel ondersteunende installaties op milieuaspect externe & nucleaire veiligheid: kans op incidenten

Ondersteunende installaties	Scenario 1: 0,5 GW kern			Scenario 2: 3,7 GW kern			Scenario 3: 8,3 GW kern			Scenario 4: 0 GW kern		
	1A	1B	1C	2A	2B	2C	3A	3B	3C	4A	4B	4C
(Systeem)batterijen	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
Elektrolyzers	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
Waterstofcentrales	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
Waterstofopslag	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2

Bij systeembatterijen bestaan risico's op brand. Beveiligingssysteem zijn daarom vereist om deze risico's te verkleinen. De effecten van een incident met systeembatterijen zijn voornamelijk lokaal. Bovenlokale risico's kunnen zich voordoen als er een lekkage van oliën naar het grondwater optreedt, maar hiervoor kunnen passende veiligheidsmaatregelen worden genomen. Om deze reden is voor de reikwijdte van effecten bij incidenten een score 1 toegekend aan systeembatterijen. Om het risico op incidenten te beperken, geldt rondom batterijsystemen een veiligheidszone waarin de kans op een incident niet groter mag zijn dan 10^{-6} per jaar. Hierdoor is de kans op een incident met dodelijke afloop zeer klein. Omdat er veel installaties geplaatst worden in alle varianten en de kans op een incident bij kerncentrales nog kleiner is, krijgen systeembatterijen een score 2 voor de kans op incidenten. In de varianten 1A, 2A en 4A zijn er iets meer systeembatterijen, waardoor de kans op een incident in Nederland toeneemt. Dit heeft echter geen invloed op de aard of de reikwijdte van de mogelijke incidenten. De score voor systeembatterijen blijft daarom gelijk voor alle energiesysteemvarianten, zowel wat betreft de reikwijdte van de gevolgen bij incidenten als de kans op incidenten.

Bij elektrolyzers bestaat het risico op explosies. Door toepassing van ATEX-zonering en geavanceerde lekkagedetectie worden deze explosierisico's echter sterk geminimaliseerd. Mocht er toch een incident plaatsvinden, dan zijn de effecten voornamelijk lokaal. Om deze reden krijgen elektrolyzers voor alle varianten een score 1 voor de reikwijdte van de effecten bij incidenten. Om het risico op incidenten te beperken, geldt rondom elektrolyzers een veiligheidszone waarin de kans op een incident niet groter mag zijn dan 10^{-6} per jaar. Hierdoor is de kans op een incident met dodelijke afloop zeer klein. Omdat de kans op een incident bij kerncentrales nog een factor 10 tot 100 kleiner is, krijgen elektrolyzers een score 2 voor de kans op incidenten. In de varianten 1A, 2A, 4A, 1B, 2B en 4B zijn er grotere aantallen elektrolyzers, waardoor de kans op een incident in Nederland toeneemt. Dit heeft echter geen invloed op de aard of de reikwijdte van de mogelijke incidenten. De score voor elektrolyzers blijft daarom gelijk voor

alle energiesysteemvarianten, zowel wat betreft de reikwijdte van de gevolgen bij incidenten als de kans op incidenten.

Bij waterstofcentrales bestaat er een risico op brand en explosies. Er gelden strenge veiligheidsprotocollen vergelijkbaar met aardgasinstallaties om de risico's te minimaliseren. Bij een incident kan er door de omvang van de locatie bij een brand sprake zijn van bovenlokale effecten en daarom is aan waterstofcentrales de score 2 gegeven voor de reikwijdte van effecten bij incidenten. Om het risico op incidenten te beperken, geldt rondom waterstofcentrales een veiligheidszone waarin de kans op een incident niet groter mag zijn dan 10^{-6} per jaar. Hierdoor is de kans op een incident met dodelijke afloop zeer klein. Omdat er meer installaties geplaatst worden en de kans op een incident bij kerncentrales nog kleiner is, krijgen waterstofcentrales een score 2 voor de kans op incidenten. Met name bij de varianten 1A, 4A, 1B, 4B en 4C zijn er grotere aantallen waterstofcentrales, waardoor de kans op een incident in Nederland toeneemt. Dit heeft echter geen invloed op de aard of de reikwijdte van de mogelijke incidenten. De score voor waterstofcentrales blijft daarom gelijk voor alle energiesysteemvarianten, zowel wat betreft de reikwijdte van de gevolgen bij incidenten als de kans op incidenten.

Bij ondergrondse waterstofopslag in lege gasvelden of zoutcavernes bestaat een laag risico op waterstoflekkages die kunnen leiden tot explosiegevaar.¹²⁵ Dit risico wordt verder geminimaliseerd door het toepassen van lekdictheidsystemen. Grootschalige lekkages worden niet aannemelijk geacht. Echter omdat het om zeer grote volumes waterstof gaat, kan een incident, waarbij er waterstof vrij zou komen, in potentie veel langer kunnen duren en/of kunnen er hogere concentraties van waterstof zich ophopen. In dit worst-case scenario, waar een zeer kleine kans op is, kan gesproken worden over mogelijke bovenlokale effecten bij een incident. Daarom is waterstofopslag beoordeeld met een score 2 voor de mogelijke reikwijdte van effecten bij incidenten. Om het risico op incidenten te beperken, geldt rondom ondergrondse waterstofopslaglocaties een veiligheidszone. Hierdoor is de kans op een incident met dodelijke afloop zeer klein. Omdat de kans op een incident bij kerncentrales nog een factor 10 tot 100 kleiner is, krijgen deze opslaglocaties een score 2 voor de kans op incidenten. Met name in de varianten 1A, 4A en 3C zijn er iets meer opslaglocaties, waardoor de kans op een incident in Nederland toeneemt. Dit heeft echter geen invloed op de aard of de reikwijdte van de mogelijke incidenten. De score voor waterstofopslaglocaties blijft daarom gelijk voor alle energiesysteemvarianten, zowel wat betreft de reikwijdte van de gevolgen bij incidenten als de kans op incidenten.

6.4.3 Totaalbeoordeling varianten

Tabel 6-14 totaalscore varianten op milieuaspect externe & nucleaire veiligheid

	Scenario 1: 0,5 GW kern			Scenario 2: 3,7 GW kern			Scenario 3: 8,3 GW kern			Scenario 4: 0 GW kern		
	1A	1B	1C	2A	2B	2C	3A	3B	3C	4A	4B	4C
Totaalscore variant	2	2	2	2	2	2	3	3	3	2	2	2

In bovenstaande tabel zijn de totaalscores per variant weergegeven voor het milieuaspect externe en nucleaire veiligheid. Geconcludeerd kan worden dat de keuze voor meer of minder opwek op land of zee (optie A, B of C) geen verschil maakt in de beoordeling van de verschillende varianten binnen één scenario. De verschillen in aantallen zijn daarvoor onvoldoende groot of onderscheidend.

¹²⁵ Uit onderzoek blijkt dat het technisch mogelijk is om waterstof veilig op te slaan in zoutcavernes, maar om de risico's goed te kunnen beheersen is aanvullend onderzoek noodzakelijk. Voor grootschalige opslag van waterstof in gasvelden lopen nog onderzoeken naar de veiligheid en financiële haalbaarheid.

De varianten onder scenario 4 bevatten geen kernenergie en hebben op geen enkel onderdeel de score 3 gekregen. Wel is regelmatig de score 2 toegekend, bij een hogere kans op incidenten bij andere onderdelen van het energiesysteem en de mogelijke bovenlokale reikwijdte van effecten bij waterstofcentrales en -opslag. De varianten onder scenario 4 krijgen daarom een score 2 op externe & nucleaire veiligheid.

De varianten onder scenario 1 en 2 hebben ook een totaalscore van 2 gekregen. Binnen deze varianten is wel kernenergie aanwezig op een enkele of tweetal locaties. Verder gelden voor deze varianten dezelfde aandachtspunten als bij scenario 4. Voor kernenergie geldt dat de reikwijdte van de effecten bij een incident veel groter is dan bij andere energievormen. Dit veiligheidsrisico wordt echter geminimaliseerd tot een zeer kleine kans en heeft betrekking op een beperkt aantal installaties, waardoor ook voor deze varianten een totaalscore van 2 is toegekend.

De varianten onder scenario 3 hebben een totaalscore van 3 gekregen. Dit scenario omvat de meeste kerncentrales die verspreid over verschillende locaties gerealiseerd zullen worden. Hierdoor neemt het risico op een incident op nationaal niveau toe ten opzichte van de scenario's met minder kerncentrales. Ook hier gelden dezelfde aandachtspunten als bij scenario 4. Hoewel het veiligheidsrisico bij kernenergie tot een extreem kleine kans wordt geminimaliseerd, is er een grotere kans op een kernincident door het grotere aantal installaties toe ten opzichte van de situatie met alleen kerncentrale Borssele. Elke installatie op zichzelf heeft een initiële faalkans en bij meerdere centrales neemt de kans op falen toe met het aantal centrales. Aangezien er sprake is van een groot effectbereik voor elk individueel potentieel incident is voor de totaalscore 3 toegekend op het milieuaspect externe & nucleaire veiligheid.

Een groter aandeel kernenergie in het energiesysteem vergroot de kans op incidenten met een (inter)nationale impact. Hoewel de kans op dergelijke incidenten zeer klein is, en kleiner dan bij andere onderdelen van het energiesysteem, betreft het wel een ander type risico.

6.5 Landschap en cultuurhistorie

Het aspect landschap en cultuurhistorie is beoordeeld aan de hand van de mate van beïnvloeding van landschappelijke en/of cultuurhistorische waarden in uniciteit en schaal. In paragraaf 5.5 zijn de effecten van de verschillende onderdelen van het energiesysteem besproken. De te verwachten effecten van de verschillende onderdelen van het energiesysteem zijn in deze paragraaf per variant beoordeeld.

6.5.1 Beoordeling energie opwekkers

Tabel 6-15 beoordelingstabel energie opwekkers op milieuaspect landschap en cultuurhistorie

Energieopwekker	Scenario 1: 0,5 GW kern			Scenario 2: 3,7 GW kern			Scenario 3: 8,3 GW kern			Scenario 4: 0 GW kern		
	1A	1B	1C	2A	2B	2C	3A	3B	3C	4A	4B	4C
Zon-PV	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
Wind op land	2	1	1	2	1	1	1	1	1	2	1	1
Wind op zee	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Kernenergie	0	0	0	1	1	1	1	1	1	0	0	0

De impact van zon op dak op landschap en cultuurhistorie is minimaal. Daarentegen kan de impact van grote zonnevelden op het landschap en de bijbehorende cultuurhistorische waarden aanzienlijk zijn. Vanwege het grote oppervlak dat zon op land inneemt in het landschap wordt zon op land in alle varianten beoordeeld met een score van 2.

Voor wind op land geldt dat de turbines goed zichtbaar zijn, ook vanaf grote afstanden. Bovendien zijn windturbines vaak voorzien van verlichting, waardoor ze ook 's nachts zichtbaar zijn. Dit kan een aantasting vormen van bepaalde landschappelijke en cultuurhistorische waarden. Het betreft echter geen onomkeerbare gevolgen; wanneer de windturbines worden verwijderd, kan het landschap en de cultuurhistorische waarde grotendeels worden hersteld. Voor de energiesysteem varianten met een maximale hoeveelheid kernenergie of veel wind op zee is het aantal installaties voor windenergie op land significant kleiner dan bij een focus voor productie op land. In de scores is dit tot uiting gebracht door de variaties met focus voor productie op land met een 2 te scoren en de andere varianten met een 1.

Windparken op zee bevinden zich doorgaans ver uit de kust, waardoor ze vanaf land meestal niet zichtbaar zijn. De effecten op landschap en cultuurhistorische waarden zullen daarom beperkt zijn. Wel worden de turbines op zee geplaatst met een monopile als fundering in de zeebodem. De zeebodem kan cultuurhistorische waarden en structuren bevatten die hierdoor worden aangetast, maar de funderingen zijn relatief klein. Ook de bekabeling van windparken op zee kan lokaal effect hebben op cultuurhistorische waarden van de zeebodem. Omdat deze effecten zeer lokaal blijven, wordt wind op zee beoordeeld met een score van 1.

De effecten van kernenergie op landschappelijke en cultuurhistorische waarden zijn relatief beperkt. Een kerncentrale is een omvangrijk bouwwerk, maar het aantal installaties blijft gering en ze worden doorgaans op industrieterreinen gerealiseerd. De impact blijft daardoor vooral lokaal. Om deze reden krijgen de varianten in scenario 2 en 3 (waarin nieuwe kerncentrales worden gerealiseerd) een score van 1. In scenario's 1 en 4 worden geen nieuwe kerncentrales gebouwd, waardoor er geen verdere impact is op landschappelijke of cultuurhistorische waarden ten opzichte van de bestaande situatie; deze scenario's krijgen daarom een neutrale beoordeling (0). In de varianten onder scenario 4 wordt de kerncentrale Borssele in 2033 gesloten. Het positieve effect hiervan op landschap en cultuurhistorie op nationaal niveau is echter verwaarloosbaar.

6.5.2 Beoordeling ondersteunende installaties

Tabel 6-16 beoordelingstabel ondersteunende installaties op milieuaspect landschap en cultuurhistorie

Ondersteunende installaties	Scenario 1: 0,5 GW kern			Scenario 2: 3,7 GW kern			Scenario 3: 8,3 GW kern			Scenario 4: 0 GW kern		
	1A	1B	1C	2A	2B	2C	3A	3B	3C	4A	4B	4C
(Systeem)batterijen	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Elektrolyzers	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Waterstofcentrales	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Waterstofopslag	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1

Voor de ondersteunende installaties geldt dat naar verwachting zowel (systeem)batterijen, elektrolyzers als waterstofcentrales voornamelijk op industriële locaties zullen worden gesitueerd. Hoewel er effecten kunnen zijn op landschappelijke en cultuurhistorische waarden, blijven deze effecten vanwege de keuze voor voornamelijk industriële locaties beperkt. Een deel van elektrolyzers wordt op zee gerealiseerd. Deze installaties hebben een minimale impact op landschap en cultuurhistorie. Daarnaast geldt voor

waterstofcentrales en waterstofopslag¹²⁶ dat er vooral gebruik zal worden gemaakt van bestaande structuren. Mogelijk zijn er aanpassingen of aanvullende bouwwerken nodig, waardoor enige impact op het landschap kan optreden, maar deze zal niet groot zijn. De verschillende ondersteunende installaties zijn daarom beoordeeld met een score van 1 voor alle varianten.

6.5.3 Totaalbeoordeling varianten

Tabel 6-17 totaalscore varianten op milieuaspect landschap en cultuurhistorie

	Scenario 1: 0,5 GW kern			Scenario 2: 3,7 GW kern			Scenario 3: 8,3 GW kern			Scenario 4: 0 GW kern		
	1A	1B	1C	2A	2B	2C	3A	3B	3C	4A	4B	4C
Totaalscore variant	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2

De totaalbeoordeling van de verschillende varianten wordt grotendeels bepaald door de inzet van zon- en windenergie op land. Zon op land vraagt om grote oppervlakken, terwijl windturbines – vooral in open gebieden – sterk zichtbaar zijn in het landschap. Dit leidt tot bovenlokale, maar omkeerbare, effecten op het landschap en de cultuurhistorische waarden. In alle varianten worden veel installaties gerealiseerd, waardoor op veel locaties aantasting van het landschap optreedt. Om deze reden krijgen alle varianten voor dit aspect een score 2.

Kerncentrales beschikken over een hoog opwekvermogen, waardoor met een beperkt aantal locaties een aanzienlijke hoeveelheid energie kan worden geproduceerd. Wanneer kerncentrales worden ingezet ter vervanging van energieopwekking op land, zoals wind- en zonneparken, heeft dit een positief effect op de score van het energiesysteem op de milieuaspecten 'landschap' en 'cultuurhistorie'.

6.6 Water

Tabel 6-18 beoordelingstabel milieuaspect water

Onderdeel energiesysteem	Scenario 1: 0,5 GW kern			Scenario 2: 3,7 GW kern			Scenario 3: 8,3 GW kern			Scenario 4: 0 GW kern		
	1A	1B	1C	2A	2B	2C	3A	3B	3C	4A	4B	4C
Energie opwekkers												
Zon-PV	n.v.t.											
Wind op land	n.v.t.											
Wind op zee	n.v.t.											
Kernenergie	0	0	0	2	2	2	3	3	3	0(+)	0(+)	0(+)
Ondersteunende installaties												
(Systeem)batterijen	n.v.t.											
Elektrolyzers	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
Waterstofcentrales	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
Waterstofopslag	n.v.t.											
Totaalscore variant	2	2	2	2	2	2	3	3	3	2	2	2

¹²⁶ De verwachting is dat er zowel opslag plaats gaat vinden in lege gasvelden als bestaande zoutcavernes. Mocht opslag in lege gasvelden toch economisch onvoldoende rendabel zijn dan dienen er extra zoutcavernes gecreëerd te worden om de benodigde hoeveelheden waterstof te kunnen opslaan. Dit zou meer milieueffecten tot gevolg hebben.

Voor het milieuaspect water is gekeken naar de hoeveelheid koelwater die nodig is per variant voor kernenergie, elektrolyzers en waterstofcentrales. De hoeveelheden water die benodigd zijn per variant en onderdeel van het energiesysteem zijn vermeld in paragraaf 5.6 onder onderscheidende effecten.

6.6.1 Kernenergie

Wat betreft kernenergie krijgen de varianten onder scenario 1 en 4 een score van 0. In scenario 4 zijn er geen actieve kerncentrales meer, wat een verbetering betekent ten opzichte van de huidige situatie. Er is daarom een plusje geschreven bij de score. Scenario 1 is een voortzetting van de huidige situatie, waardoor er geen wijziging in milieueffecten optreedt ten opzichte van deze huidige situatie. Daarom scoren ook de varianten onder dit scenario een 0 op het milieuaspect water. Kerncentrales hebben een grote koelbehoefte, zoals beschreven in hoofdstuk 5. In scenario 3 is veel koelwater nodig om vijf kerncentrales (Borssele en vier nieuwe kerncentrales) en zeven SMR's te laten draaien. Hoewel de effecten hiervan worden gemitigeerd door vergunningen die de maximale hoeveelheid warmte en chemicaliën beperken, gaat het om aanzienlijk grotere hoeveelheden koelwater dan bij de andere varianten. Er wordt daarmee druk gelegd op de waterhuishouding. Deze effecten zijn verspreid over Nederland en maken gebruik van binnenwateren. Met de toenemende extremen in waterpeilen en de verwachting dat deze door klimaatverandering verder zullen toenemen, wordt daarom een score van 3 gegeven aan de varianten onder scenario 3. Ook bij scenario 2 is er een aanzienlijke toename in de koelwaterbehoefte ten opzichte van de huidige situatie, maar deze bedraagt ongeveer de helft van de koelwater behoefte zoals bij scenario 3. Daarom scoren de varianten onder scenario 2 een 2 op het milieuaspect water voor kernenergie.

6.6.2 Elektrolyzers

Elektrolyzers hebben eveneens koelwater nodig. Hoewel de hoeveelheid water die nodig is aanzienlijk is, ligt deze lager dan bij een kerncentrale. Het aantal vollasturen is ook lager, maar er zijn meer installaties nodig. Hierdoor is de totale hoeveelheid water die nodig is voor elektrolyzers aanzienlijk en vergelijkbaar met die van twee nieuwe kerncentrales en de kerncentrale Borssele. Naar verwachting wordt meer dan de helft van de elektrolyzers op zee gerealiseerd, waardoor deze minder snel beperkingen zullen ondervinden door watertekorten of hogere temperaturen van het te gebruiken water, vooral tijdens de zomerperiode. Desalniettemin kunnen er aanzienlijke effecten zijn op de lokale waterhuishouding en mogelijk ook beperkte verstoringen op bovenlokale schaal door elektrolyzers. Er zijn weinig verschillen in koelwatergebruik door elektrolyzers op land en zee tussen de verschillende varianten. Om deze reden scoren alle varianten een 2 op het milieuaspect water voor elektrolyzers.

6.6.3 Waterstofcentrales

Waterstofcentrales hebben eveneens een aanzienlijke koelbehoefte; voor een centrale van 1 GW wordt gerekend met ongeveer 180.000 m³ koelwater per uur. Doordat waterstofcentrales een beperkt aantal vollasturen hebben en het aantal installaties beperkt is tot 14 tot 22, is de totale hoeveelheid koelwater die jaarlijks nodig is vergelijkbaar met of iets minder dan bij elektrolyzers. Omdat het gaat om aanzienlijke hoeveelheden koelwater met mogelijke bovenlokale effecten en er geen groot onderscheid is tussen de varianten, wordt voor waterstofcentrales in alle varianten een score van 2 gegeven op het milieuaspect water.

6.6.4 Totaalbeoordeling varianten

Voor de totaalbeoordeling is gekeken naar de scores op de verschillende onderdelen van het energiesysteem. In alle varianten is er een aanzienlijke toename van de koelwater behoefte door het toevoegen van deze nieuwe installaties. In de varianten met meer kernenergie is minder inzet van waterstofcentrales. Tegelijkertijd hebben deze varianten meer kerncentrales, wat resulteert in een hogere

koelwaterbehoefte voor dit onderdeel. De varianten met weinig kernenergie hebben logischerwijs minder koelwater voor kerncentrales nodig. Omdat kerncentrales relatief veel koelwater verbruiken, zijn de verschillen in het totaal benodigde koelwater per variant op jaarbasis voornamelijk bepaald door het aantal kerncentrales. Het verschil in totaal koelwatergebruik tussen de varianten onder scenario 1 en 4 vergeleken met de varianten onder scenario 3 bedraagt ongeveer een factor 1.5 (zie ook de tabel in paragraaf 5.6).

De varianten onder scenario 3 scoren daarom een 3 op het milieuaspect water. De overige varianten scoren een 2 op het milieuaspect.

In alle energiesysteemvarianten neemt de vraag naar koelwater toe. Wanneer echter in grotere mate wordt ingezet op kerncentrales in plaats van op wind- en zonne-energie, stijgt deze koelwatervraag aanzienlijk meer.

6.7 Radioactief afval

Tabel 6-19 score varianten op milieuaspect radioactief afval

Onderdeel energiesysteem	Scenario 1: 0,5 GW kern			Scenario 2: 3,7 GW kern			Scenario 3: 8,3 GW kern			Scenario 4: 0 GW kern		
	1A	1B	1C	2A	2B	2C	3A	3B	3C	4A	4B	4C
Energie opwekkers												
Zon-PV							n.v.t.					
Wind op land							n.v.t.					
Wind op zee							n.v.t.					
Kernenergie	1	1	1	2	2	2	3	3	3	0	0	0
Ondersteunende installaties												
(Systeem)batterijen							n.v.t.					
Elektrolyzers							n.v.t.					
Waterstofcentrales							n.v.t.					
Waterstofopslag							n.v.t.					
Totaalscore variant	1	1	1	2	2	2	3	3	3	0	0	0

Voor het thema radioactief afval is gekeken naar de toename van radioactief afval bij de verschillende scenario's en de aanpassingen die nodig zijn om dit afval op te slaan totdat eindberging mogelijk is. De hoeveelheden radioactief afval per scenario zijn beschreven in hoofdstuk 5, evenals de benodigde maatregelen voor opslag.

In het beleid van COVRA is rekening gehouden met het tien jaar langer openblijven van Borssele en de sloop van de centrale daarna. Er blijft een jaarlijkse hoeveelheid radioactief afval ontstaan jaarlijks als de centrale langer openblijft dan 2033. De varianten onder scenario 1 zijn daarom met een score 1 beoordeeld. De varianten onder scenario 4, het nul alternatief voor kernenergie, zijn op het thema radioactief afval neutraal beoordeeld. De kerncentrale Borssele blijft, conform de oorspronkelijke planning, niet langer dan tot 2033 in bedrijf. Na die datum ontstaat er geen radioactief afval meer.

Bij scenario 2, waarbij kerncentrale Borssele langer openblijft en twee nieuwe kerncentrales worden gerealiseerd, neemt de hoeveelheid hoogradioactief afval aanzienlijk toe ten opzichte van het scenario

waarin alleen Borssele langer openblijft. Om deze extra hoeveelheid afval tot aan de eindberging op te slaan, is uitbreiding van de opslagcapaciteit op het COVRA-terrein noodzakelijk. Volgens het Masterplan 2050 is er op het bestaande terrein voldoende uitbreidingscapaciteit om deze toestroom tot circa 2100 te verwerken.¹²⁷ Als de eindberging daadwerkelijk wordt vervroegd (momenteel gepland rond 2130, maar mogelijk eerder), zou deze capaciteit voldoende moeten zijn om de tijdelijke opslag van radioactief afval in Nederland te waarborgen. De varianten onder dit scenario zijn daarom beoordeeld met een score 2.

In scenario 3, waarin wordt uitgegaan van het langer openhouden van kerncentrale Borssele, de bouw van vier nieuwe kerncentrales en zeven Small Modular Reactors (SMR's), ontstaat een aanzienlijke toename van hoogwaardig radioactief afval. Deze situatie is niet meegenomen in het Masterplan Radioactief Afval 2050 van COVRA. Wel is duidelijk dat in dit scenario al ruim vóór 2100 capaciteitsproblemen zullen ontstaan op het COVRA-terrein. Het is daarom noodzakelijk tijdig na te denken over extra opslagcapaciteit buiten de huidige terreingrenzen van COVRA, in afwachting van de geplande eindberging van radioactief afval in Nederland (voorzien in 2130). Omdat er op dit moment onvoldoende uitbreidingsmogelijkheden zijn binnen het bestaande terrein, zijn de varianten in dit scenario beoordeeld met een score 3.

6.8 Straling

Tabel 6-20 beoordeling varianten op milieuaspect straling

Onderdeel energiesysteem	Scenario 1: 0,5 GW kern			Scenario 2: 3,7 GW kern			Scenario 3: 8,3 GW kern			Scenario 4: 0 GW kern		
	1A	1B	1C	2A	2B	2C	3A	3B	3C	4A	4B	4C
Energie opwekkers												
Zon-PV							n.v.t.					
Wind op land							n.v.t.					
Wind op zee							n.v.t.					
Kernenergie	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Ondersteunende installaties												
(Systeem)batterijen							n.v.t.					
Elektrolyzers							n.v.t.					
Waterstofcentrales							n.v.t.					
Waterstofopslag							n.v.t.					
Totaalscore variant	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Voor het milieuaspect straling is gekeken naar de toename van stralingsniveaus en het effectbereik daarvan. In hoofdstuk 5 is al beschreven dat de hoeveelheid straling die vrijkomt bij kerncentrales zeer gering is in vergelijking met de natuurlijke achtergrondstraling waaraan mensen dagelijks worden blootgesteld, of met incidentele blootstelling door medisch onderzoek of vliegereizen. Zelfs als iemand zich voortdurend aan de terreingrens van een kerncentrale zou bevinden, is de extra stralingsdosis daar minimaal en nauwelijks hoger dan op andere willekeurige locaties buiten de centrale. Sterker nog, de stralingsniveaus aan de terreingrens van een kerncentrale zijn vaak lager dan de straling die men in een gemiddeld gebouw ontvangt.

¹²⁷ Masterplan 2050 Radioactief Afval.

De extra hoeveelheid straling die bij de bouw van één of meerdere kerncentrales aan de omgeving wordt toegevoegd, is dus verwaarloosbaar. In alle scenario's met kernenergie blijft de toename van blootstelling aan ioniserende straling minimaal ten opzichte van de al bestaande natuurlijke bronnen in Nederland. Het wegnemen van kerncentrale Borssele in scenario 4 leidt hierom niet tot een licht positief effect. Daarom zijn alle varianten neutraal (score 0) beoordeeld op het milieuaspect straling.

6.9 CO₂-emissies

Tabel 6-21 beoordeling varianten op milieuaspect CO₂-emissies

Onderdeel energiesysteem	Scenario 1: 0,5 GW kern			Scenario 2: 3,7 GW kern			Scenario 3: 8,3 GW kern			Scenario 4: 0 GW kern		
	1A	1B	1C	2A	2B	2C	3A	3B	3C	4A	4B	4C
Energie opwekkers												
Zon-PV	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Wind op land	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Wind op zee	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Kernenergie	0	0	0	1	1	1	1	1	1	0	0	0
Ondersteunende installaties												
(Systeem)batterijen, elektrolyzers, waterstofcentrales en waterstofopslag	n.v.t											
Totaalscore variant	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1

In hoofdstuk 5 is gebruikgemaakt van bestaande onderzoeken om inzichtelijk te maken met hoeveel procent duurzame energie opwekkers minder CO₂ uitstoten ten opzichte van gas en kolen. Uit deze analyses blijkt dat alle duurzame energie opwekkers ten minste 94,6% minder CO₂ uitstoten dan kolencentrales. Ten opzichte van gascentrales ligt de reductie op minimaal 90%. Wind op land, wind op zee en kernenergie laten onderling vergelijkbare cijfers zien wat betreft CO₂-uitstoot. Zon-PV presteert in vergelijking met conventionele methoden ook zeer goed, maar scoort ten opzichte van wind- en kernenergie wel minder gunstig.

De verschillen tussen de duurzame opties onderling zijn echter beperkt wanneer ze worden afgezet tegen de conventionele opwekkers; alle duurzame energiebronnen realiseren immers een CO₂-reductie van 90% of meer. Daarom krijgen alle energie opwekkers en de verschillende energiesysteemvarianten in deze studie een score van 1 op dit aspect. In alle gevallen is sprake van een aanzienlijke verbetering ten opzichte van het gebruik van fossiele brandstoffen. Alleen voor kernenergie krijgen de varianten onder scenario 1 en 4 geen negatieve score, omdat in deze gevallen geen nieuwe installaties worden gebouwd. De ontmanteling van kerncentrale Borssele moet ook in de huidige situatie plaatsvinden en heeft daarom geen invloed op de score.

Deze resultaten benadrukken het belang van de transitie naar duurzame energie, aangezien de keuze voor vrijwel elke duurzame opwekker leidt tot een forse vermindering van de CO₂-uitstoot en daarmee een positieve bijdrage levert aan het behalen van klimaatdoelstellingen.

6.10 Materiaalgebruik

6.10.1 Beoordeling energie opwekkers

Tabel 6-22 beoordelingstabel energie opwekkers op milieuaspect materiaalgebruik

Energie opwekkers	Scenario 1: 0,5 GW kern			Scenario 2: 3,7 GW kern			Scenario 3: 8,3 GW kern			Scenario 4: 0 GW kern		
	1A	1B	1C	2A	2B	2C	3A	3B	3C	4A	4B	4C
Zon-PV	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Wind op land	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Wind op zee	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Kernenergie	0	0	0	1	1	1	1	1	1	0	0	0

Voor het milieuaspect materiaalgebruik is gekeken naar de hoeveelheid benodigd materiaal bij de duurzame energieweekers ten opzichte van conventionele methoden. Zon-PV, wind op land, wind op zee en kernenergie vereisen elk minder dan 2% van de totale hoeveelheid materiaal (in kilogrammen) die nodig is bij een kolencentrale voor het opwekken van eenzelfde hoeveelheid elektriciteit. De energie opwekkers zijn daarom voor alle varianten beoordeeld met score 1. Kernenergie gebruikt aanzienlijk minder materiaal dan de andere duurzame energie opwekkers per TWh (factor 1.6 of meer afhankelijk van gekozen duurzame opwekker).

Omdat in scenario 1 en scenario 4 geen nieuwe kerncentrales bijgebouwd hoeven te worden, zijn de varianten onder deze scenario's met score 0 beoordeeld voor kernenergie. Bij scenario 4 is kerncentrale Borssele korter in gebruik, het gaat om minimale afname in materiaalgebruik ten opzichte van scenario 1 waardoor er geen onderscheid wordt gemaakt in de score.

6.10.2 Totaalbeoordeling varianten

Tabel 6-23 totaalscore varianten op milieuaspect materiaalgebruik

	Scenario 1: 0,5 GW kern			Scenario 2: 3,7 GW kern			Scenario 3: 8,3 GW kern			Scenario 4: 0 GW kern		
	1A	1B	1C	2A	2B	2C	3A	3B	3C	4A	4B	4C
Totaalscore variant	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1

Zowel zon-, wind- als kernenergie vormen een aanzienlijke verbetering ten opzichte van de verbranding van kolen of gas wat betreft de hoeveelheid materiaal die nodig is voor de opwekking van energie. Alle energiesysteem varianten hebben daarom een score 1 gekregen. Dit betekent dat in alle varianten het materiaalverbruik in kilo's ten opzichte van een systeem met kolencentrales aanzienlijk lager is (minder dan 2% van totale hoeveelheid materiaal bij een systeem met kolencentrales).

7 Conclusie

Het behouden en uitbouwen van kernenergie in de energieproductiemix is voorzien als één van de ontwikkelrichtingen om te komen tot een energievoorziening die broeikasgasvrij is en afhankelijkheid beperkt. Om de gestelde doelen te bereiken kan de energiemix op verschillende wijze worden ingevuld met verschillende potentiële consequenties voor de omgeving en het milieu. In dit hoofdstuk worden conclusies getrokken over deze gevolgen bij een variërend aandeel van kernenergie in de energiemix, van geen tot een groot aandeel. Eerst wordt ingegaan op de gevolgen op grond van de kernenergie installaties, vervolgens op de invulling van de energiemix bij een verschillend aandeel kernenergie.

7.1 Milieueffecten kernenergie

In Tabel 7-1 zijn de beoordelingen voor de kernenergie installaties per aspect bij elkaar gezet. De beoordeling van het effect van het aandeel kernenergie in de energiemix kan niet op zichzelf worden gezien. De vergelijking laat zien welk verschil in potentiële effecten samenhangt met het aandeel kernenergie.

Uit de beoordeling volgt logischerwijs dat bij een groter aandeel kernenergie grotere effecten op de omgeving zijn te verwachten. Dit is direct het gevolg van het aantal installaties dat hiervoor benodigd is. Onderscheidend daarbij is dat bij het grootste aandeel kernenergie potentieel aandachtspunten liggen bij de hoeveelheid radioactief afval op grond van de beschikbare afvalopslagcapaciteit en de impact op het aspect water vanwege de grote koelwaterbehoefte en de daarmee verhoudende lozing. Ten aanzien van het aspect externe & nucleaire veiligheid geldt dat er sprake is van een theoretische toename van het veiligheidsrisico aangezien er extra installaties worden gerealiseerd. Het risico op een incident op zichzelf blijft zeer beperkt. De score voor zowel 3,7 als 8,3 GW is gerelateerd aan het effectbereik bij een incident dat bij beide scenario's groot is, maar zegt niks over de kans op een dergelijk effect.

Deze aandachtspunten vormen een beleidskeuze als het gaat om mogelijk maken van ruimte voor opslag en de aanvaardbaarheid van risico's. Op grond van de analyse is er geen aanleiding om een belemmering te verwachten die beleidskeuzes beperkt. Voor het aspect water geldt dat dit een belangrijk aandachtspunt is waarbij potentieel voor mitigatie bestaat waardoor dit een ontwerp-opgave is. Dit geeft dan ook geen aanleiding een belemmering voor de uitvoerbaarheid te verwachten. Ditzelfde geldt voor radioactief afval: bij het grootste kernenergiescenario is er meer radioactief afval waarvan de opslagruimte bij COVRA in de huidige omvang mogelijk niet toereikend is. Dit vergt nader onderzoek naar de mogelijkheden voor uitbreiding COVRA (waarbij een relatie ligt tussen de kernenergieambities en het Nationaal Programma Radioactief Afval waar het ministerie van Infrastructuur en Waterstaat verantwoordelijk voor is).

Het nul alternatief laat verder op enkele punten wat beperkt positieve effecten zien: er is immers geen ecologische impact meer doordat er geen koelwaterlozingen zijn, het al zeer verwaarloosbare veiligheidsrisico van de centrale valt weg en het radioactief afval uit kerncentrales neemt niet meer toe. De positieve effecten moeten echter niet in een vacuüm beschouwd worden: het wegnemen van kernenergie betekent dat andere energietechnologieën zullen moeten bijspringen, elk met eigen potentiële effecten zoals volgt uit de volgende paragraaf.

Tabel 7-1 Overzicht milieueffecten kernenergie bij verschillende scenario's

Milieuaspecten	Scenario 1: 0,5 GW kern	Scenario 2: 3,7 GW kern	Scenario 3: 8,3 GW kern	Scenario 4: 0 GW kern
Geluid	0	1	1	0
Ecologie	0	1	2	0(+)
Ruimtelijke functies	0	1	1	0
Externe & nucleaire veiligheid: reikwijdte bij incidenten	0	3	3	0(+)
Externe & nucleaire veiligheid: kans op incidenten	0	1	2	0(+)
Landschap en cultuurhistorie	0	1	1	0
Water	0	2	3	0(+)
Radioactief afval	1	2	3	0
Straling	0	0	0	0
CO ₂ -emissies	0	1	1	0
Materiaalgebruik	0	1	1	0

7.2 Milieueffecten verschillende energiesysteem varianten

Kernenergie is onderdeel van de energiemix die verandert in het licht van beleidsdoelstellingen over klimaat en energievoorzieningszekerheid. Het is dan ook relevant het aandeel kernenergie ook te beschouwen in het licht van de verschillende invullingsopties voor deze mix.

In hoofdstuk 3 zijn verschillende combinaties van energiebronnen, met ondersteunende installaties met een scenario-analyse verkent. Daarbij varieerde het aandeel kernenergie van geen tot 8,3 GW aan kernenergie. De technische analyse laat zien dat de beleidsdoelen voor het energiesysteem realistisch zijn in alle onderzochte varianten.

De realisatie van een energiesysteem dat klimaatneutraal en zelfvoorzienend is, kent in elke vorm aandachtspunten. Deze zijn voornamelijk het gevolg van het aantal installaties dat nodig is die tot gevolgen voor het milieu kunnen leiden. Ook bij het grootste aandeel kernenergie geldt dat nog 90% van de elektriciteit wordt opgewekt uit hernieuwbare energiebronnen (zon- en windenergie) en voor alle scenario's zijn een relatief groot aantal ondersteunende installaties vereist voor onder meer opslag en conversie. De omvang van de opgave is groot en dat hangt samen met de grote rol van elektriciteit in het toekomstige energiesysteem als vervanging van de huidige energievoorziening die voor een belangrijk deel gebaseerd is op fossiele brandstoffen zoals olie en gas.

Voor alle onderzochte scenario's en variaties geldt dat er in principe geen aanleiding is te voorzien dat een variant niet uitvoerbaar is. Er is dan ook geen aanleiding op grond van potentiële milieueffecten om wel of niet een specifieke beleidsrichting te volgen voor een bepaalde technologie. Wel geldt als aandachtspunt het aspect water ten gevolge van onttrekking en lozing die verbonden is aan de inzet van kernenergie, waterstofcentrales en elektrolyzers en als aandachtspunt het aspect ecologie in relatie tot impact ten gevolge van offshore windenergie. Op grond van de geldende wettelijke kaders is er geen aanleiding onaanvaardbare gevolgen te verwachten voor deze aspecten aangezien dit niet is toegestaan.

Gezien de omvang van de wateronttrekking en -lozing en het aantal windturbines op zee in onderzochte varianten is de opgave om te voldoen aan deze kaders echter naar verwachting substantieel en vereist stevige inzet op mitigatie en technische ontwikkeling.

Tussen de scenario's met een verschillend aandeel kernenergie is het verschil in potentiële milieueffecten met name gelegen op het vlak van de aspecten nucleaire veiligheid, water en radioactief afval. Dit laatste hangt samen met de beschikbare opslagcapaciteit voor radioactief afval zoals ook in de vorige paragraaf werd aangehaald. Het aandeel kernenergie leidt verder alleen bij het maximum scenario tot een onderscheidend verschil voor het aspect 'ruimtelijke functies'. Dit geldt indien een maximum scenario in de variant waarbij het aandeel duurzame energie op land (uit zonne- en windenergie) minder groeit bij sterke groei van kernenergie. Het aantal installaties op land en de ruimte die hiervoor benodigd is, bij de varianten met nadruk op energie opwek op land (de A-varianten) is bij deze variant (3A) onderscheidend lager en kleiner dan bij de overige scenario's bij varianten A.

Voor alle scenario's geldt een vergelijkbare effectbeoordeling tussen de onderzochte varianten. Bij een grotere inzet voor hernieuwbare opwek op land zijn de potentiële effecten die daarmee samenhangen ook groter (aspecten geluid en ruimtelijke functies). Overige effecten zijn voor de verschillende varianten binnen de scenario's gelijk beoordeeld. Dit als gevolg van de opgave die met of zonder kernenergie een grote inzet vereist van de verschillende opwek en ondersteunende installaties.

Uit de analyse blijkt verder dat, wanneer wordt gekeken naar de milieuaspecten materiaalgebruik en CO₂-emissies, alle onderzochte energie opwekkers aanzienlijk beter scoren dan conventionele methoden. Dit bevestigt de meerwaarde van de verschillende opwek technologieën in het licht van de gestelde doelstellingen.

Tabel 7-2 Totaaloverzicht milieueffecten energiesysteem varianten

Milieuaspecten	Scenario 1: 0,5 GW kern			Scenario 2: 3,7 GW kern			Scenario 3: 8,3 GW kern			Scenario 4: 0 GW kern		
	1A	1B	1C	2A	2B	2C	3A	3B	3C	4A	4B	4C
Geluid	3	2	2	3	2	2	2	2	2	3	2	2
Ecologie	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3
Ruimtelijke functies	3	2	2	3	2	2	2	2	2	3	2	2
Externe & nucleaire veiligheid	2	2	2	2	2	2	3	3	3	2	2	2
Landschap en cultuurhistorie	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
Water	2	2	2	2	2	2	3	3	3	2	2	2
Radioactief afval	1	1	1	2	2	2	3	3	3	0	0	0
Straling	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
CO ₂ -emissies	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Materiaalgebruik	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1

7.3 Onzekerheden & Leemten in kennis

Het onderzoek dat voorligt is gebaseerd op scenario's en varianten op basis van onderliggende aannames en uitgangspunten over de ontwikkeling van de maatschappij, economie en de stand van de techniek. De potentiële milieugevolgen van de scenario's en varianten zijn gebaseerd op bestaand onderzoek. Er zijn dan ook onzekerheden en leemten in kennis.

- **Milieueffecten en locaties van installaties:** In deze studie zijn geen specifieke locaties aangewezen voor de plaatsing van de installaties. De uiteindelijke locatie van een installatie is een bepalende factor voor de omvang en aard van de milieueffecten. In dit onderzoek is gewerkt met aannames, bijvoorbeeld dat elektrolyzers voornamelijk op zee of op industrieterreinen worden gerealiseerd. Keuzes over de plaatsingsstrategie van specifieke technieken of technische ontwikkelingen kunnen verandering van de potentiële milieugevolgen tot gevolg hebben. Bij besluitvorming gericht op plaats of plaatsingsstrategie is een beoordeling van de potentiële milieugevolgen verbonden aan de actuele locatie en stand der techniek zijn dan ook gewenst voor zorgvuldige besluitvorming.
- **Impact industriële ontwikkeling:** De toekomst van de energie-intensieve industrie is één van de bepalende factoren voor het energiesysteem. De omvang en het energieverbruik van deze sector zijn gerelateerd aan internationale concurrentie, beleid en technologische innovatie. Paragraaf 3.5 bevat een kwalitatieve beschouwing van de impact van de energievraag op de resultaten. Hieruit volgt dat de ontwikkeling van de energievraag erg bepalend is hoe het energiesysteem eruit zal zien, maar dat dit geen grote impact heeft op de verschillen tussen de geanalyseerde varianten.
- **Benodigde veranderingen aan het hoogspanningsnet:** In deze studie is niet gekeken naar de benodigde aanpassingen van het hoogspanningsnet. Tot 2050 geldt een grote opgave voor het hoogspanningsnet, eveneens met potentiële milieugevolgen. Ontwikkelingen zoals in de industrie, beleid en technologie zijn daarbij van belang evenals keuzes over de wijze waarop het gehele energiesysteem wordt aangestuurd. Bijvoorbeeld de plaatsing en aansturing van opslag kunnen een rol spelen in de benodigde aanpassing van het hoogspanningsnet. Paragraaf 3.4 bevat een kwalitatieve beschouwing op de (potentiële) impact van verschillende hoeveelheden kernenergie in de energiemix op het hoogspanningsnet.
- **Dynamiek van beleid en technologie:** De studie is gebaseerd op de huidige stand van beleid en technologie, terwijl beide zich snel ontwikkelen. Hierdoor kunnen de uitkomsten achterhaald raken. Voorbeelden zijn de introductie van thuisbatterijen (al dan niet in combinatie met bidirectionele batterijen in elektrische auto's), stilstandsvoorzieningen bij windturbines ter bescherming van vogels, of technologische ontwikkelingen die de verwerking van radioactief afval verbeteren. Hoewel enkele mitigerende maatregelen in dit onderzoek zijn meegenomen, kunnen toekomstige innovaties de milieueffecten verder beperken. Ook op het vlak van nucleaire technologie is er voortgaande ontwikkeling. Zo wordt een nieuw type reactoren ontwikkeld (Gen IV) die radioactief afval als brandstof kunnen gebruiken (deels). Commerciële toepassing ligt hiervan echter naar verwachting echter pas na 2050.
- **Ontwikkeling Small Modular Reactors (SMR) en rol in energiesysteem:** Er is op dit moment nog veel onzeker over de ontwikkeling van SMR's en de potentiële rol in het energiesysteem. In een deel van de geanalyseerde varianten is een (bescheiden) hoeveelheid SMR's meegenomen, maar het is ook mogelijk dat de rol van SMR's groter wordt door kostendaling.



Haskoning is een internationaal onafhankelijk bureau sinds 1881. We combineren ingenieurs-, ontwerp- en adviesdiensten met software en technologie. We leveren hiermee toegevoegde waarde voor klanten en hebben een positieve impact op mensen en onze leefomgeving. Daarmee dragen we bij aan de Sustainable Development Goals van de Verenigde Naties. Dat is onze drijfveer: Enhancing Society Together. Daar hoort bij dat we onszelf en anderen voortdurend uitdagen om bij te dragen aan duurzame oplossingen voor lokale en wereldwijde vraagstukken in de gebouwde omgeving, infrastructuur en industrie.

In onze snel veranderende wereld wordt de agenda bepaald door onder meer klimaatverandering, geopolitieke spanningen, de energietransitie, de digitale transformatie en een veranderende consumentenvraag. Met onze geïntegreerde duurzame oplossingen willen we bijdragen aan het bredere technologische en maatschappelijke plaatje.

Gesteund door de kennis en ervaring van meer dan 6.800 medewerkers werken we vanuit kantoren in meer dan 25 landen wereldwijd. We ondersteunen klanten om de transitie te maken naar een slimme en duurzame organisatie.

We zijn oprecht, handelen integer en transparant in al onze activiteiten, ook onze bedrijfsvoering. Ons team is divers en inclusief. De veiligheid en het welzijn van mensen, in ons team en daarbuiten, staat onder alle omstandigheden voorop.

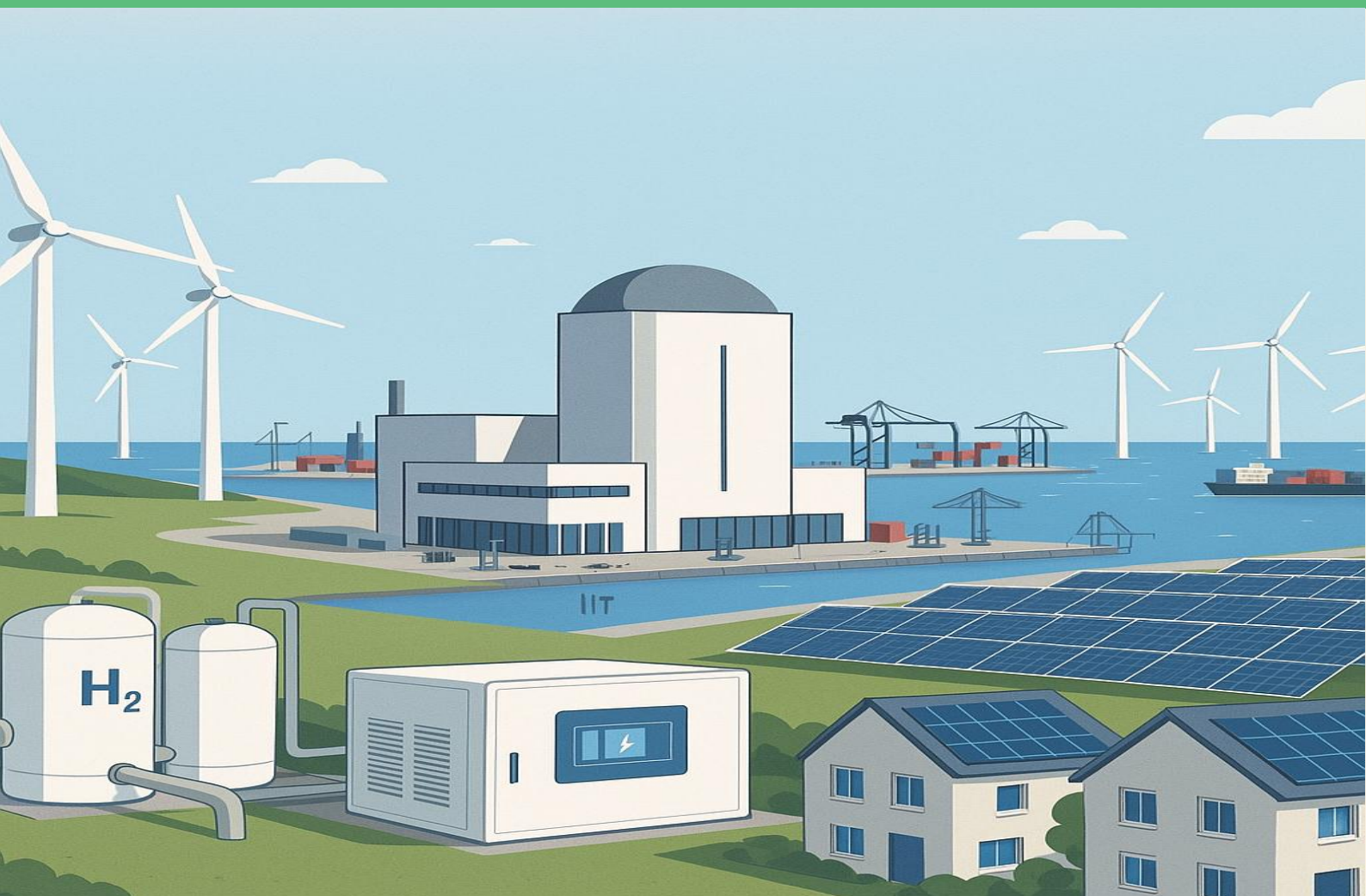
In projecten en initiatieven werken we actief samen met overheden en het bedrijfsleven, partners en stakeholders. We zien een belangrijke rol voor onszelf in innovatieve duurzame ontwikkeling en willen bijdragen aan een betere leefomgeving, nu en in de toekomst.

Haskoning is een 'Koninklijk' bedrijf, aangewezen door het Koninklijk Huis van Nederland in 1981. Ons hoofkantoor is gevestigd in Nederland en we hebben kantoren in Europa, Azië, Afrika, Australië en Amerika.



ponderaconsult.com

 **PONDERA**
a company of Haskoning



BIJLAGEN

Milieuimpactanalyse kernenergie in de energiemix

Klant: Ministerie van Klimaat en Groene Groei

Projectnummer: 724276

Status: Definitief/1

Datum: 11 juli 2025

PONDERA CONSULT B.V.

Amsterdamseweg 13
6814 CM Arnhem
Netherlands
Industry & Buildings
Kamer van Koophandel nr.: 08156154

Telefoon: +31 (0)88-7663372
E-mail: info@ponderaconsult.com
Website: ponderaconsult.com

Titel document:	Milieuimpactanalyse kernenergie in de energiemix
Projectnummer:	724276
Status:	Definitief/1
Datum:	11 juli 2025
Projectnaam:	Milieuimpactanalyse kernenergie in de energiemix
Projectnummer:	724276
Auteur(s):	Cato van de Meeberg, Martijn ten Klooster, Joeri Vendrik, Marieke Nauta
Classificatie:	Open

Behoudens andersluidende afspraken met de Opdrachtgever, mag niets uit dit document worden verveelvoudigd of openbaar gemaakt of worden gebruikt voor een ander doel dan waarvoor het document is vervaardigd. Pondera Consult B.V. aanvaardt geen enkele verantwoordelijkheid of aansprakelijkheid voor dit document, anders dan jegens de Opdrachtgever.

Let op: dit document bevat mogelijk persoonsgegevens van medewerkers van Pondera Consult B.V. Voordat publicatie plaatsvindt (of anderszins openbaarmaking), dient dit document te worden geanonimiseerd of dient toestemming te worden verkregen om dit document met persoonsgegevens te publiceren. Dit hoeft niet als wet- of regelgeving anonimiseren niet toestaat.

Inhoudsopgave

1	Bijlage – Vermogens en aantal installaties per energiesysteem variant	1
1.1	Vermogens per energiesysteem variant	1
1.2	Aantal installaties per energiesysteemvariant van standaardeenheid	3
2	Bijlage – Verdiepende memo energiesysteem scenario's	5
2.1	Introductie algemeen	5
2.2	Introductie varianten	5
2.3	Keuze toekomstbeelden	6
2.4	Modellering en uitgangspunten	8
2.4.1	Modellering	8
2.4.2	Uitgangspunten	9
2.5	Resultaten	11
2.5.1	Totaaloverzicht vermogens opwek en flexibiliteit	12
2.5.2	Impact op productie energie	16
2.5.3	Impact kernenergie op vermogen (en inzet) flexibele bronnen	18
2.5.4	Impact op importafhankelijkheid	20
2.5.5	Figuren energiemix in verschillende varianten	20
2.6	Kwalitatieve beschouwingen	23
2.6.1	Impact varianten met verschillende hoeveelheid kernenergie op de energie-infrastructuur	23
2.6.2	Impact van wijze van inzet kernenergie op resultaten	24
2.6.3	Impact kernenergie op energiemix bij andere ontwikkeling vraag en (overig) aanbod energie	26
2.6.4	Impact kernenergie op leveringszekerheid energie	27
3	Bijlage – Verdere verdieping bepaalde milieueffecten	29
3.1	Hinder door bouw	29
3.2	Omgevingsfactoren en veiligheid	30
3.3	Veiligheidsperceptie kernenergie	31
3.4	Gevoeligheid voor geopolitieke veranderingen	31
3.5	Impact in de grondstofketen	32
3.6	Recycling van materialen	33

1 Bijlage – Vermogens en aantal installaties per energiesysteem variant

1.1 Vermogens per energiesysteem variant

Varianten A: in de plaats van met wind op land en zon

	0,5 GW kern	3,7 GW kern	8,3 GW kern	0 GW kern
Zon-PV (GW)	144	129	113	147
Op dak (GW)	99	89	78	101
Op land (GW)	45	40	35	46
Wind op land (GW)	22	18	11	23
Wind op zee (GW)	68	68	68	68
Systeembatterijen (GW)	42	39	35	42
Elektrolyzers (GW)	37	35	33	37
Op zee (GW)	22	21	20	23
Op land (GW)	13	14	13	15
Regelbare centrales (GW)	22	18	14	22
Waterstofopslag (TWh)	18	16	15	18

Varianten B: in de plaats van met wind op zee

	0,5 GW kern	3,7 GW kern	8,3 GW kern	0 GW kern
Zon-PV (GW)	117	117	117	117
Op dak (GW)	80	80	80	80
Op land (GW)	36	36	36	36
Wind op land (GW)	13	13	13	13
Wind op zee (GW)	79	73	65	80
Systeembatterijen (GW)	37	36	36	37
Elektrolyzers (GW)	36	35	32	37
Op zee (GW)	22	21	19	22
Op land (GW)	14	14	13	15
Regelbare centrales (GW)	22	18	14	22
Waterstofopslag (TWh)	15	15	14	15

Varianten C: gelijke productie overig

	0,5 GW kern	3,7 GW kern	8,3 GW kern	0 GW kern
Zon-PV (GW)	117	117	117	117
Op dak (GW)	80	80	80	80
Op land (GW)	36	36	36	36
Wind op land (GW)	13	13	13	13
Wind op zee (GW)	68	68	68	68
Systeembatterijen (GW)	36	36	36	36
Elektrolyzers (GW)	31	32	33	31
Op zee (GW)	19	19	20	19
Op land (GW)	12	13	13	12
Regelbare centrales (GW)	22	18	14	22
Waterstofopslag (TWh)	9	10	18	9

1.2 Aantal installaties per energiesysteemvariant van standaardeenheid¹

Varianten A: in de plaats van met wind op land en zon

	0,5 GW kern	3,7 GW kern	8,3 GW kern	0 GW kern
Zon op dak	n.v.t.	n.v.t.	n.v.t.	n.v.t.
Zon op land	1288	1153	1010	1308
Wind op land	491	394	254	509
Wind op zee	68	68	68	68
Kernenergie	1	3	12	0
<i>Van 0,5 GW</i>	1	1	1	0
<i>Van 1,6 GW</i>	0	2	4	0
<i>Van 200 MW</i>	0	0	7	0
Systeembatterijen (GW)	210	193	177	212
Elektrolyzers	74	70	65	74
<i>Op zee</i>	45	42	40	45
<i>Op land</i>	29	27	26	29
Regelbare centrales	22	18	14	22

Varianten B: in de plaats van met wind op zee

	0,5 GW kern	3,7 GW kern	8,3 GW kern	0 GW kern
Zon op dak	n.v.t.	n.v.t.	n.v.t.	n.v.t.
Zon op land	1042	1042	1042	1042
Wind op land	289	289	289	289
Wind op zee	79	73	65	80
Kernenergie	1	3	12	0
<i>Van 0,5 GW</i>	1	1	1	0
<i>Van 1,6 GW</i>	0	2	4	0
<i>Van 200 MW</i>	0	0	7	0
Systeembatterijen (GW)	184	181	179	185
Elektrolyzers	73	69	64	74

¹ De standaard eenheid per installatie staat beschreven in paragraaf 4.1 van het rapport.

	0,5 GW kern	3,7 GW kern	8,3 GW kern	0 GW kern
Op zee	44	42	39	45
Op land	29	27	25	29
Regelbare centrales	22	18	14	22

Varianten C: gelijke productie overig

	0,5 GW kern	3,7 GW kern	8,3 GW kern	0 GW kern
Zon op dak	n.v.t.	n.v.t.	n.v.t.	n.v.t.
Zon op land	1042	1042	1042	1042
Wind op land	289	289	289	289
Wind op zee	68	68	68	68
Kernenergie	1	3	12	0
Van 0,5 GW	1	1	1	0
Van 1,6 GW	0	2	4	0
Van 200 MW	0	0	7	0
Systeembatterijen (GW)	181	181	181	181
Elektrolyzers	62	64	67	62
Op zee	38	39	41	38
Op land	24	25	26	24
Regelbare centrales	22	18	14	22

2 Bijlage – Verdiepende memo energiesysteem scenario's

2.1 Introductie algemeen

Om milieueffecten van de energiemix met verschillende hoeveelheden kerncentrales te kunnen bepalen, is het nodig om te weten wat de uitgangssituatie van het energiesysteem is. Hiertoe zijn verschillende varianten van het energiesysteem gemodelleerd. De varianten dienen als middel om milieueffecten te kunnen bepalen.

Om tot realistische alternatieven te komen is een volledige doorrekening van energetische varianten met en zonder kernenergie gedaan. Deze varianten geven de spreiding aan van mogelijke ontwikkelingen. Daarbij is niet alleen met de hoeveelheid kerncentrales gevarieerd, maar ook met de alternatieve invulling van aanbod van energie: inzet op meer kernenergie kan bijvoorbeeld resulteren in minder windturbines op zee, maar kan ook resulteren in minder opwek op land (wind/zon).

In de modellering zijn alle componenten die relevant zijn voor het bepalen van milieueffecten meegenomen: dat betreft naast energie-opwekinstallaties ook ondersteunende installaties, zoals bijvoorbeeld batterijen en elektrolyzers. Het zichtjaar is 2050 en er is uitgegaan van een klimaat neutraal energiesysteem in dat jaar. In hoofdstuk 2.2 van deze bijlage worden de varianten geïntroduceerd, in hoofdstuk 2.3 wordt ingegaan op de keuze van de onderzochte toekomstbeelden. In hoofdstuk 2.4 wordt de modellering en de belangrijkste uitgangspunten besproken. Hoofdstuk 2.5 bevat de resultaten van de doorgekende varianten en hoofdstuk 2.6 bevat een aantal kwalitatieve beschouwingen.

De belangrijkste bevindingen voor de energetische varianten zijn ook te vinden in hoofdstuk 3 van het hoofdrapport. Deze bijlage is een uitgebreide versie hiervan.

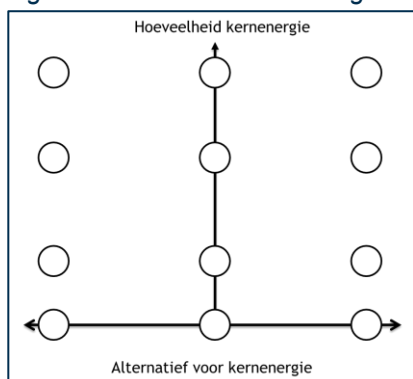
2.2 Introductie varianten

In dit onderzoek zijn vier mogelijke scenario's uitgewerkt, met een verschillende mate van gebruik van kernenergie. Dat gaat om de volgende scenario's:

- Behoud van de bestaande kerncentrale in Borssele (KCB) – 0,5 GW
- Behoud bestaande KCB-centrale en twee nieuwe centrales van het grootste type – 3,7 GW
- Uitrol volgens het 'Zeer Sterke Knopen met Kernenergie'-scenario van PEH – 8,3 GW
- Geen kerncentrales

Er is voor de modellering van de energetische varianten uitgegaan van bovengenoemde vermogens van kerncentrales. Om een goed beeld te krijgen van de milieueffecten van het energiesysteem bij verschillende hoeveelheden kernenergie, is het nodig om een beeld te hebben van een realistische alternatieve situatie van het energiesysteem. Het is te verwachten dat wanneer er niet of minder op kerncentrales ingezet gaat worden, alternatieve bronnen gebruikt zullen worden. Voor de varianten is uitgegaan van een vaste vraag naar elektriciteit in dat jaar, maar is per kernenergie-scenario gevarieerd met de invulling aan de aanbodkant. Hoewel het Nationaal Plan Energiesysteem (NPE) een beeld geeft van de huidige politieke ambitie voor het energiesysteem in 2050, zijn er veel (financiële, beleidsmatige en technische) factoren onzeker voor de periode tot 2050. Daarmee is het onlogisch om één alternatief te geven, per kernenergie-scenario. Dit betekent dat een tweede as toegevoegd wordt, naast de as 'hoeveelheid kernenergie', namelijk de as 'wat als alternatief voor kernenergie'. Dit wordt geïllustreerd in onderstaande figuur.

Figuur 1 – Schematisch weergave ‘assen’ energetische varianten



Door verschillende varianten uit te werken per hoeveelheid kernenergie kan goed in beeld gebracht worden hoe de milieueffecten van een energiesysteem met kernenergie zich verhouden tot die van een energiesysteem zonder kernenergie, bij verschillende variaties. Wel wordt in elk variant uitgegaan van klimaat neutraliteit in 2050 en dat vraag en aanbod op elk moment van het jaar in balans zijn.

2.3 Keuze toekomstbeelden

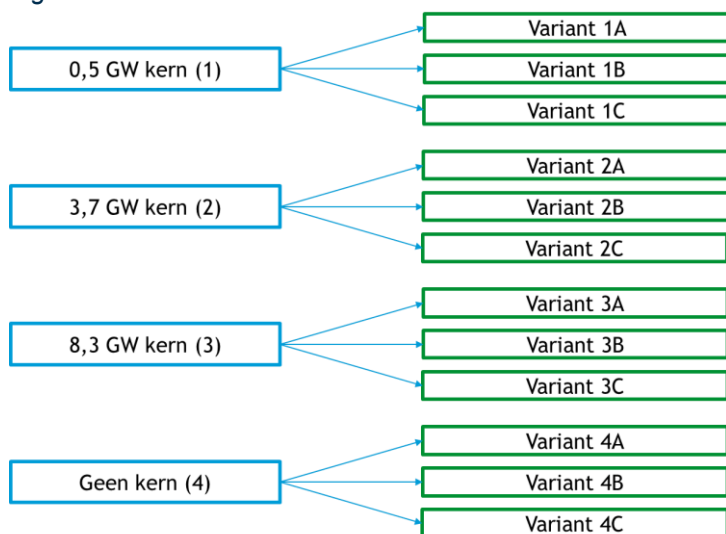
Zoals in de introductie toegelicht, is er voor elk van de vier kernenergie-scenario's uitgegaan van verschillende alternatieve invullingen aan de aanbodkant. Hierbij wordt uitgegaan van wat in onze ogen de meest realistische invulling zal zijn. Dit leidt tot drie mogelijke invullingen:

- **Variant A:** kernenergie in plaats van hernieuwbare wind op land en zon. Dit betekent dat bij meer kernenergie minder hernieuwbare wind op land en zon wordt gerealiseerd, en vice versa. Omdat wind op land en zon-pv complementair aan elkaar zijn, wordt aangenomen dat er van beide minder zal zijn.
- **Variant B:** kernenergie in plaats van wind op zee. Dit betekent dat bij meer kernenergie minder wind op zee wordt gerealiseerd, en vice versa.
- **Variant C:** gelijke productie overige bronnen. Ondanks het gebruik van kernenergie blijft er evenveel geïnstalleerd vermogen van windturbines (op land en op zee) en zonnepanelen. Hierdoor neemt de totale productie van elektriciteit toe (of af bij minder kernenergie). Bij de C varianten is de totale productie van elektriciteit dus anders dan bij de A en B varianten.

Naast opwek zijn flexibele bronnen noodzakelijk om vraag en aanbod van elektriciteit en waterstof elk moment van het jaar in balans te brengen. De hoeveelheid opgesteld vermogen van flexibele bronnen (zoals regelbare centrales, opslag elektriciteit, elektrolyzers, waterstofopslag) en de inzet van deze installaties zien wij als gevolg van de inzet van bronnen van elektriciteit in combinatie met de vraag en de hoeveelheid import en export. Meer hierover volgt in hoofdstuk 2.4.

In Figuur 2 staat een schematisch overzicht van de varianten.

Figuur 2 – Schematisch overzicht varianten



Een korte toelichting bij dit figuur:

- **Variant 1A:** in deze variant is er 0,5 GW geïnstalleerd vermogen aan kern. Doordat kernenergie het opneemt tegen wind op land en zon, zorgt meer kernenergie voor minder hernieuwbare opwek op land en vice versa.
- **Variant 1B:** in deze variant is er 0,5 GW geïnstalleerd vermogen aan kern. Doordat kernenergie het opneemt tegen wind op zee, zorgt meer kernenergie voor minder wind op zee en vice versa.
- **Variant 1C:** in deze variant is er 0,5 GW geïnstalleerd vermogen aan kern. De inzet op kernenergie heeft geen effect op inzet op andere energiebronnen.
- **Variant 2A:** in deze variant is er 3,7 GW geïnstalleerd vermogen aan kern. Doordat kernenergie het opneemt tegen wind op land en zon, zorgt meer kernenergie voor minder hernieuwbare opwek op land en vice versa.
- **Variant 2B:** in deze variant is er 3,7 GW geïnstalleerd vermogen aan kern. Doordat kernenergie het opneemt tegen wind op zee, zorgt meer kernenergie voor minder wind op zee en vice versa.
- **Variant 2C:** in deze variant is er 3,7 GW geïnstalleerd vermogen aan kern. De inzet op kernenergie heeft geen effect op inzet op andere energiebronnen.
- **Variant 3A:** in deze variant is er 8,3 GW geïnstalleerd vermogen aan kern. Doordat kernenergie het opneemt tegen wind op land en zon, zorgt meer kernenergie voor minder hernieuwbare opwek op land en vice versa.
- **Variant 3B:** in deze variant is er 8,3 GW geïnstalleerd vermogen aan kern. Doordat kernenergie het opneemt tegen wind op zee, zorgt meer kernenergie voor minder wind op zee en vice versa.
- **Variant 3C:** in deze variant is er 8,3 GW geïnstalleerd vermogen aan kern. De inzet op kernenergie heeft geen effect op inzet op andere energiebronnen.
- **Variant 4A:** in deze variant zijn er geen kerncentrales. Doordat kernenergie het opneemt tegen wind op land en zon, zorgt meer kernenergie voor minder hernieuwbare opwek op land en vice versa.
- **Variant 4B:** in deze variant zijn er geen kerncentrales. Doordat kernenergie het opneemt tegen wind op zee, zorgt meer kernenergie voor minder wind op zee en vice versa.
- **Variant 4C:** in deze variant zijn er geen kerncentrales. De inzet op kernenergie heeft geen effect op inzet op andere energiebronnen.

Bij de beoordeling van de verschillende varianten dient in acht te worden genomen dat A, B en C variaties uit verschillende varianten (met verschillende hoeveelheden kernenergie) niet zondermeer met elkaar kunnen worden vergeleken. De variaties A, B en C verschillen namelijk niet alleen op de hoeveelheid kernenergie maar ook de invulling van de alternatieve hernieuwbare opwek (A ten opzichte van B) of de totale hoeveelheid energie-opwek (A en B ten opzichte van variatie C).

Het is wel mogelijk om de A, B en C varianten met eenzelfde hoeveelheid kernenergie te vergelijken, om in te schatten wat de (relatieve) milieueffecten zijn van de verschillende alternatieven voor kernenergie (opwek op land, opwek op zee of geen wijzigingen in overige opwek).

Voor de modellering is het Netbeheer Nederland scenario Koersvaste Middenweg, waarin 6,9 GW aan vermogen van kerncentrales is opgenomen (Netbeheer Nederland, 2025), het startpunt. Dat betekent dat variant 1, 2 en 4 een vermindering van de hoeveelheid kerncentrales betekent, en variant 3 juist een toename ten opzichte van dit startpunt.

2.4 Modellering en uitgangspunten

Deze paragraaf gaat in op de modellering van de energetische varianten en bevat de belangrijkste uitgangspunten.

Voor de twaalf varianten is een integrale doorrekening van de energiemix in Nederland gemaakt. Dit houdt in:

- Vraag en aanbod van alle sectoren worden meegenomen.
- Verschillende energiedragers worden meegenomen (elektriciteit, waterstof, methaan, warmte)
- Ook de tijdscomponent wordt meegenomen doordat gerekend wordt met uurlijkse vraag- en aanbodprofielen.
- Er wordt een 'kloppend' energiesysteem doorgerekend waarbij vraag en aanbod op elk moment in balans zijn, voor alle energiedragers. Daarbij wordt doorgerekend welke bronnen van flexibiliteit, en welke inzet hiervan, noodzakelijk is om ten alle tijden aan de vraag te voorzien. Daarbij worden ook import en export meegenomen.
- De inzet van bronnen van productie en flexibiliteit wordt bepaald door de markt, die ook gemodelleerd wordt.

2.4.1 Modellering

Het Energietransitiemodel (ETM)² is een onafhankelijk, integraal energiemodel dat gebruikt wordt om het energiesysteem van gemeenten, provincies, regio's en landen door te rekenen. Het model is volledig *open source*, vrij toegankelijk en wordt gebruikt door overheden, bedrijven, NGO's en onderwijsinstellingen in verschillende landen. Het model wordt ontwikkeld door Quintel en ondersteund door meer dan veertig partners, waaronder EBN, Gasunie, TenneT, Enexis en het ministerie van Economische Zaken en Klimaat.

In het ETM kunnen aannames en plannen ingesteld worden over de ontwikkeling van energievraag, energieaanbod, flexibiliteit en energieprijzen in een regio. Het model rekent vervolgens op uurbasis door wat de impact van deze ontwikkelingen is op het energiesysteem: wat gebeurt er met de energievraag, hoeveel energie wordt er binnen de regio opgewekt en hoeveel komt van buiten, is het systeem in balans,

² <https://energytransitionmodel.com/>

wat zijn de kosten en wat is de CO₂-voetafdruk? Het ETM maakt het mogelijk om plannen voor verschillende sectoren, dragers en gebieden te combineren tot één integraal, transparant en deelbaar beeld.

Het ETM wordt breed gebruikt voor de ontwikkeling van toekomstige energiescenario's, bijvoorbeeld voor de ontwikkeling van het scenario's van Netbeheer Nederland.

2.4.2 Uitgangspunten

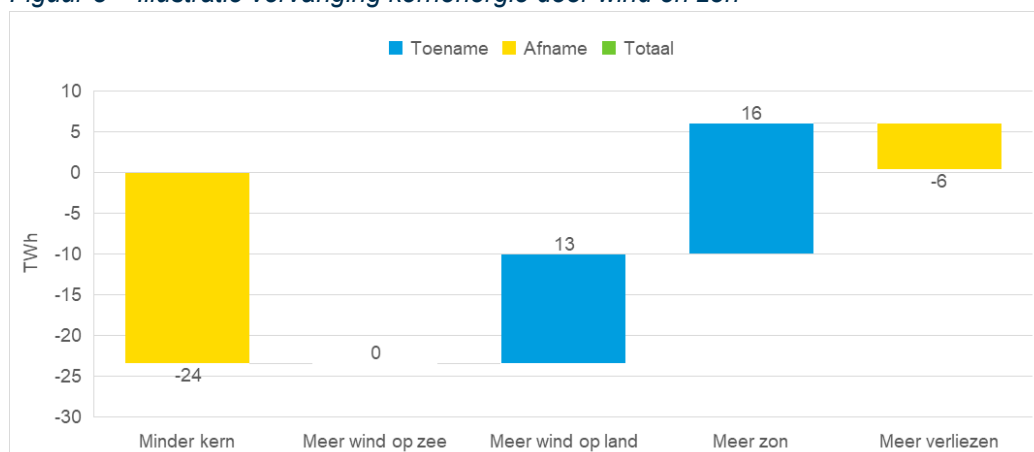
2.4.2.1 Uitgangspunten hoeveelheid opwek

Om de energiemix voor de twaalf varianten te kunnen doorrekenen met het ETM zijn uitgangspunten bepaald. De hoeveelheden opwek van wind (op land en op zee), zon-PV en kernenergie zijn inputs voor het model. Er wordt uitgegaan van een vaste energievraag (zo meer hierover).

Er zijn met 4 scenario's voor het opgestelde vermogen van kerncentrales. Voor de varianten is een aanname gedaan over hoeveel minder wind/zon-pv er zal zijn door de inzet van kerncentrales. Er is aangenomen dat 1 TWh productie 1 TWh alternatieve productie 'vervangt', waarbij gecorrigeerd wordt voor verliezen die optreden door opslag, omzetting en afschakeling (*curtailment*) om de effecten van een ander productieprofiel van kernenergie ten opzichte van wind en zon te ondervangen. In feite wordt dus aangenomen dat de totale hoeveelheid energievraag (in de vorm van elektriciteit, maar mogelijk ook waterstof) die ingevuld wordt met wind (op land en op zee), zon en kernenergie hetzelfde blijft. De reden hiervoor is dat op deze manier alternatieven eerlijk vergelijkbaar zijn, omdat het geheel aan productiebronnen een gelijke energievraag invult.

Dit wordt geïllustreerd in de onderstaande figuur waarbij de productie van wind, zon en kernenergie van variant 4A (zonder kernenergie) met variant 2A (met 3,7 GW kernenergie) vergeleken worden. In variant 4A wordt 24 TWh minder kernenergie geproduceerd, maar de toename van de productie van wind en zon is ongeveer 30 TWh, omdat de energieverliezen in variant 4A 6 TWh hoger liggen. Dat betekent dat 1 TWh kernenergie vervangen wordt door 1,25 TWh alternatieve productie (in dit geval wind op land en zon).

Figuur 3 – Illustratie vervanging kernenergie door wind en zon



Dit is relevant voor de varianten waarin gebruik van kernenergie wordt afgezet tegen gebruik van wind/zon-pv (varianten A en B, zie hoofdstuk 2.3), maar niet in de varianten waarin ondanks het gebruik van kernenergie de hoeveelheid wind/zon-pv niet kleiner wordt (variant C in hoofdstuk 2.3). In die varianten verandert de totale hoeveelheid aanbod van elektriciteit immers hoe dan ook.

2.4.2.2 Benodigde hoeveelheid flexibele bronnen

Flexibele bronnen zijn noodzakelijk om vraag en aanbod van elektriciteit en waterstof elk moment van het jaar in balans te brengen. De hoeveelheid opgesteld vermogen van flexibele bronnen als regelbare centrales, opslag elektriciteit, elektrolyzers, waterstofopslag en de inzet van deze installaties zien wij als gevolg van de inzet van bronnen van elektriciteit in combinatie met de vraag en de hoeveelheid import en export en zijn op de volgende wijze bepaald:

- **Regelbare centrales (in de vorm van waterstofcentrales).** Elke MW kernenergie vervangt één MW waterstofcentrales, aangezien een kerncentrale dezelfde rol kan vervullen (leveren elektriciteit op momenten met weinig wind en zon).
- **Opslag elektriciteit.** Opslag van elektriciteit is noodzakelijk om korte-termijn onbalans tussen vraag en aanbod op te vangen. De onbalans tussen vraag en aanbod bepaalt de inzet van opslag op uurbasis en welk vermogen aan opslag noodzakelijk is.
- **Elektrolyse.** Elektrolyzers zetten lange-termijn overschotten van elektriciteit om in waterstof. Deze zijn niet geschikt voor de pieken aan overschotten (die een beperkt aantal uren per jaar voorkomen), aangezien het vanwege de hoge investeringskosten van elektrolyzers wenselijk is om veel draaiuren te maken. Het vermogen aan elektrolyzers wordt gebaseerd op het gemiddeld vermogen van de overschotten aan elektriciteit.
- **Vraagsturing en power-to-heat.** De vermogens voor vraagsturing en power-to-heat wordt gelijk gehouden ten opzichte van het scenario Koersvaste Middenweg aangezien dit vooral afhankelijk is van de vraag naar energie en niet van het aanbod (en alleen het aanbod wijzigt, niet de vraag).
- **Curtailement.** De inzet van curtailement (afschakelen opwek) wordt bepaald door de marktmodellering in het model. Hier wordt geen aparte aanname voor gemaakt.
- **Waterstofopslag.** Waterstofopslag is noodzakelijk om de onbalans tussen vraag en aanbod van waterstof op te vangen. In tegenstelling tot elektriciteit wordt dit door één type flexibele bron gedaan en niet door meerdere bronnen (opslag, waterstofcentrales, vraagsturing, elektrolyse etc.). Op basis van de uurlijkse vraag en aanbod van waterstof wordt berekend hoeveel opslagcapaciteit noodzakelijk is om vraag en aanbod gedurende het hele jaar te kunnen balanceren. Daar wordt 4 TWh opslagcapaciteit bij opgeteld om ook voldoende opslagcapaciteit te hebben in jaren met andere weersomstandigheden³. Die 4 TWh additionele opslagcapaciteit komt overeen met de aannames in het basisscenario Koersvaste Middenweg.
- **Import en export elektriciteit en waterstof.** De capaciteit voor import en export van elektriciteit van waterstof wordt gelijk gehouden ten opzichte van het basisscenario. De uurlijkse import en export verandert wel en wordt bepaald met de marktmodellering van het ETM.

De uurlijkse inzet van flexibele bronnen wordt bepaald door de marktmodellering in het ETM. Met de marktmodellering wordt ook import en export van elektriciteit en waterstof bepaald.

2.4.2.3 Overige uitgangspunten

Naast de aannames voor opwek worden de volgende overige uitgangspunten gehanteerd:

- **Zichtjaar enkel 2050, geen tussenliggende jaren:** Door het zichtjaar 2050 te hanteren geeft de analyse de effecten weer voor het eindbeeld van een klimaat neutrale energievoorziening.
- **Eén scenario voor de energievraag: Koersvaste Middenweg van Netbeheer Nederland.** Zoals in de introductie aangegeven, wordt uitgegaan van één vraagscenario voor elektriciteit en waterstof.

³ De berekeningen zijn gedaan voor een gemiddeld 'weerjaar'.

Door uit te gaan van een vaste vraag kunnen de varianten goed naast elkaar gelegd worden, en kunnen met name milieueffecten goed met elkaar vergeleken worden doordat het aantal variabelen beperkt is. Voor de vraag naar elektriciteit wordt uitgegaan uit van het scenario 'Koersvaste Middenweg' van de nieuwste Netbeheer Nederland scenario's. Deze variant sluit aan bij de huidige ontwikkelingen en beleidscontext en geeft daarmee de beste inschatting van de verwachte energievraag in 2050. De effecten van andere ontwikkeling van de energievraag worden kwalitatief besproken in paragraaf 2.6.3.

- **Inzet kerncentrales op basis van modellering ETM in het basisscenario:** een kerncentrale kan op verschillende manieren ingezet worden. Zo kan deze 'mustring' ingezet worden, waarbij de kerncentrale (vrijwel) vollast wordt ingezet maar het is ook een optie om hem flexibel in te zetten in de merit-order, en daartussen zijn nog varianten denkbaar. Daarnaast kan een kerncentrale (naast productie van elektriciteit) ook ingezet worden voor productie van waterstof of warmte. Om het aantal variabelen te beperken wordt één manier van inzet doorgerekend. Hiervoor wordt aangesloten bij de inzet van de kerncentrale(s) van basisscenario, het scenario 'Koersvaste Middenweg' van de nieuwste Netbeheer Nederland scenario's. De inzet van kerncentrales in dit scenario is bepaald in het ETM en is gebaseerd op een merit-order inzet waarbij kerncentrales economisch optimaal ingezet worden⁴. De effecten van andere manieren van inzet wordt kwalitatief besproken in paragraaf 2.6.2.
- **Nationaal scenario, geen regionalisatie.** Voor de modellering van de energetische varianten worden nationale scenario's gemaakt. De studie bevat geen regionalisatie van de scenario's.
- **Impact op de energie-infrastructuur.** De hoeveelheid benodigde energie-infrastructuur wordt kwalitatief ingeschat, omdat die sterk afhankelijk is van de precieze locatie van bronnen van elektriciteit, batterijen et cetera. Deze kwalitatieve beschouwing is te vinden in paragraaf 2.6.1.

2.5 Resultaten

Met bovenstaande modellering wordt het volledige energiesysteem doorgerekend voor de twaalf varianten. Voor vraag, aanbod en flex, voor alle sectoren en voor alle energiedragers wordt de uurlijkse inzet bepaald.

Om de impact van verschillende hoeveelheden kernenergie in het energiesysteem op de milieueffecten eerlijk te vergelijken dienen alle A varianten onderling vergeleken te worden, en ook de B en C varianten alleen onderling. Het vergelijken van bijvoorbeeld variant 1A met variant 2B levert geen eerlijke vergelijking op omdat dan niet alleen de hoeveelheid kernenergie verschilt maar ook de bronnen die in de plaats komen van kernenergie. De A en B varianten kunnen ook niet eerlijk vergeleken worden met de C varianten, omdat de totale hoeveelheid opwek verschilt.

Het is wel mogelijk om de A, B en C varianten met eenzelfde hoeveelheid kernenergie te vergelijken, om in te schatten wat de (relatieve) milieueffecten zijn van de verschillende alternatieven voor kernenergie (opwek op land, opwek op zee of geen wijzigingen in overige opwek).

⁴ De kerncentrales worden in het ETM meegenomen als volledig flexibele centrales, dus op uurbasis volledig af- of op te schalen. In de praktijk zitten er meer beperkingen aan de ramp-up and ramp-down rate en minimale periode dat een centrale aan of uit moet staan, dus in dat opzicht is deze modellering niet perfect. Dit kan ertoe leiden dat de inzet van uur op uur niet altijd realistisch gemodelleerd wordt, maar op jaarbasis komt er qua vollasturen wel een realistisch aantal uit (ordegrootte 7000 uur per jaar). Dit betekent dat de verwachting is dat de aanname van imperfectie van de modellering geen grote impact zal hebben op de uiteindelijke energievarianten en de daaraan gerelateerde milieueffecten. In een kwalitatieve beschouwing wordt hier separaat besproken.

2.5.1 Totaaloverzicht vermogens opwek en flexibiliteit

De onderstaande tabel geeft een overzicht van de vermogens voor opwek (wind, zon, kern) en de verschillende bronnen van flexibiliteit.

2.5.1.1 Totaaloverzicht⁵

Tabel 2-1 Vermogens (GW) en hoeveelheid waterstofopslag (TWh), alle varianten

	Huidig	A. Kernenergie in plaats van hernieuwbare opwek op land				B. Kernenergie in plaats van wind op zee				C. Gelijke productie overige bronnen				
		1A	2A	3A	4A	1B	2B	3B	4B	1C	2C	3C	4C	
Energie opwekkers														
Zon	24,5	144	129	113	147	117	117	117	117	117	117	117	117	GW
(dak/land)		99 / 45	89 / 40	78 / 35	101 / 46	80 / 36	80 / 36	80 / 36	80 / 36	80 / 36	80 / 36	80 / 36	80 / 36	GW
Wind op land	6,9	22	18	11	23	13	13	13	13	13	13	13	13	GW
Wind op zee	4,7	68	68	68	68	79	73	65	80	68	68	68	68	GW
Kernenergie	0,5	0,5	3,7	8,3	0	0,5	3,7	8,3	0	0,5	3,7	8,3	0	GW
Ondersteunende installaties														
Systeembatterijen	0,2	42	39	35	42	37	36	36	37	36	36	36	36	GW
Elektrolyse	Nihil	37	35	33	37	36	35	33	37	31	32	33	31	GW
Waterstofcentrales	22	22	18	14	22	22	18	14	22	22	18	14	22	GW
Waterstof opslag	0	18	16	15	18	15	15	14	15	9	10	18	9	TWh

De voornaamste algemene bevindingen zijn, voor het zichtjaar 2050:

- In alle varianten is er ten opzichte van nu, los van de inzet van kerncentrales een flinke toename van wind op land, wind op zee, zon-pv (op land en/of op dak), opslag van elektriciteit en elektrolyse. Dit komt doordat de rol van elektriciteit in het energiesysteem veel groter wordt.
- Tussen de varianten zijn er wel verschillen in hoeveelheden hernieuwbare opwek, maar ook in varianten met veel kernenergie is er een flinke toename hiervan. Kernenergie voorziet zelfs in de variant met de meeste kernenergie (Variant 3A) slechts 10% van de elektriciteitsproductie.
- De hoeveelheid waterstofcentrales blijft redelijk gelijk ten opzichte van huidige situatie, maar er is wel andere brandstof (nu kolen/aardgas en dan naar verwachting waterstof). De hoeveelheid geïnstalleerd vermogen varieert tussen de varianten afhankelijk van de hoeveelheid kerncentrales (1 GW kerncentrales meer betekent dat 1 GW waterstofcentrales minder nodig is). Dit komt doordat kerncentrales (ongeveer) even flexibel inzetbaar zijn als waterstofcentrales en daarmee een vergelijkbare functie in het energiesysteem vervullen.

⁵ Dit is niet een totaaloverzicht van het energiesysteem in 2050. Er zijn ook nog andere energiedragers zoals warmte, groengas en duurzame brandstoffen. Maar deze onderdelen van het energiesysteem zullen niet (significant) veranderen door de inzet van kernenergie en deze zijn buiten beschouwing gelaten bij de resultaten. Die andere energiedragers worden wel meegenomen in integrale doorrekeningen met het ETM.

- Er is opslag van waterstof nodig in alle varianten (nu is er ook gasopslag, maar voor aardgas), doordat de vraag naar waterstof niet altijd in lijn is met het aanbod. De hoeveelheid benodigde opslag varieert enigszins tussen de varianten, doordat deze afhankelijk is van de mate van inzet van elektrolyzers en waterstofcentrales.

2.5.1.2 Varianten A: Kernenergie in plaats van wind op land en zon

In onderstaande tabel staat een overzicht van de vermogens van energie opwekkers, ondersteunende installaties (systeem batterijen, elektrolyzers en waterstofcentrales) en de hoeveelheid benodigde waterstofopslag voor de A varianten.

Tabel 2-2 Vermogens (GW) en hoeveelheid waterstofopslag (TWh) in Varianten A

	Huidig (2024)	1A	2A	3A	4A	
Energie opwekkers						
Zon-pv ⁶	24,5	144	129	113	147	GW
Waarvan op dak		99	89	78	101	GW
Waarvan op land		45	40	35	46	GW
Wind op land	6,9	22	18	11	23	GW
Wind op zee	4,7	68	68	68	68	GW
Kernenergie	0,5	0,5	3,7	8,3	0	GW
Ondersteunende installaties						
Systeembatterijen	0,2	42	39	35	42	GW
Elektrolyse	Nihil	37	35	33	37	GW
Waterstofcentrales	22	22	18	14	22	GW
Waterstofopslag	0	18	16	15	18	TWh

In de tabel is te zien dat er in variant 3A 8,3 GW aan kerncentrales staat en er in variant 4A geen kerncentrales zijn (een verschil van 8,3 GW). Het verschil in hernieuwbare opwek (wind en zon-pv samen) tussen die varianten is 46 GW. Het absolute verschil in vermogens van kerncentrales tussen de A-varianten is dus veel kleiner dan het absolute verschil in hernieuwbare opwek. Zowel voor wind op land als voor zon geldt dat naast het absolute ook het relatieve verschil in vermogens tussen de varianten significant is. In de variant zonder kernenergie (4A) zijn er dubbel zoveel windturbines als bij de variant met de grootste hoeveelheid kernenergie (3A): 23 GW versus 11 GW. Voor zon (zowel op dak als op land) gaat het om ongeveer 30% meer (respectievelijk 101 GW versus 78 GW en 46 versus 35 GW). ofwel 1 GW kerncentrales concurreert met een significant groter vermogen aan hernieuwbare opwek.

Dit verschil in vermogen komt met name doordat kerncentrales veel hogere vollasturen⁷ (afhankelijk van het scenario, maar tussen 6000 en 6500 uren) kennen dan windturbines op land (rond 3100 uren) en zonnepanelen (rond 900 uren). Windturbines en zonnepanelen hebben een beperkt aantal vollasturen doordat zij beperkt worden door de beschikbaarheid van respectievelijk wind en zon. De hogere

⁶ In de A-varianten is een vaste verhouding tussen zon op dak en zon op land aangehouden (gelijk aan de verhouding in het scenario Koersvaste Middenweg van de Netbeheer Nederland scenario's).

⁷ Het aantal vollasturen is een maatstaf voor de jaaropbrengst van een energiebron. Het aantal vollasturen is het aantal uren dat de installatie op vol vermogen zou moeten draaien om de gerealiseerde productie te behalen.

vollasturen van kerncentrales betekent dat er minder vermogen nodig is om een bepaalde hoeveelheid elektriciteit te produceren.

Naast het verschil in vollasturen speelt ook mee dat bij gebruik van hernieuwbare opwek meer verliezen optreden dan bij het gebruik van kernenergie, waardoor meer vermogen nodig is om aan dezelfde elektriciteitsvraag te kunnen voldoen. De extra verliezen treden op doordat hernieuwbare energie opwekkers een meer fluctuerend opwekpatroon kennen dat minder goed aansluit bij de energievraag dan het opwekpatroon van een kerncentrale, dat meer bestuurbaar is. Het meer fluctuerende opwekpatroon van zon en wind zorgen ervoor dat er in de varianten met meer zon en wind op land ook meer ondersteunende installaties nodig zijn. Zo zijn er meer (systeem-)batterijen nodig om korte termijn mismatch van vraag en aanbod op te vangen. Ook zijn er meer elektrolyzers voor waterstofproductie (en daardoor meer waterstofopslag) doordat er meer momenten zijn van overschotten van aanbod. Het omzetten van elektriciteit naar waterstof (en eventueel het weer terug omzetten naar elektriciteit) gaat met verliezen gepaard. Ten slotte zijn er ook momenten in het jaar (met name bij momenten van veel wind en zon) dat windturbines en zonnepanelen afgeschakeld worden en de geproduceerde elektriciteit weggegooid wordt.

2.5.1.3 Varianten B: Kernenergie in plaats van wind op zee

In onderstaande tabel staat een overzicht van de vermogens van energie opwekkers, ondersteunende installaties (systeembatterijen, elektrolyzers en waterstofcentrales) en de hoeveelheid benodigde waterstofopslag voor de B varianten.

Tabel 2-3 Vermogens (GW) en hoeveelheid waterstofopslag (TWh) in Varianten B

	Huidig (2024)	1B	2B	3B	4B	
Energie opwekkers						
Zon	24,5	117	117	117	117	GW
Waarvan op dak		80	80	80	80	GW
Waarvan op land		36	36	36	36	GW
Wind op land	6,9	13	13	13	13	GW
Wind op zee	4,7	79	73	65	80	GW
Kernenergie	0,5	0,5	3,7	8,3	0	GW
Ondersteunende installaties						
Systeembatterijen	0,2	37	36	36	37	GW
Elektrolyse	Nihil	36	35	33	37	GW
Waterstofcentrales	22	22	18	14	22	GW
Waterstofopslag	0	15	15	14	15	TWh

In de tabel is te zien dat er in variant 3B 8,3 GW aan kerncentrales staat en er in variant 4B geen kerncentrales zijn (een verschil van 8,3 GW). Net als bij de A-varianten is in het absolute verschil in vermogens van kerncentrales tussen de B-varianten veel kleiner dan het absolute verschil in hernieuwbare opwek. Ofwel, 1 GW kerncentrales concurreert met een significant groter vermogen aan hernieuwbare opwek. In variant 3B staat er 8,3 GW aan kerncentrales en in variant 4B zijn er geen kerncentrales (een verschil van 8,3 GW). Het verschil in wind op zee tussen die varianten is 15 GW en dus significant hoger. Het relatieve verschil in geïnstalleerd vermogen van wind op zee is tussen de

varianten met veel kerncentrales (3B) en weinig kerncentrales (4B) zo'n 20%. De verschillen zijn wel kleiner dan in de A-varianten. Dat komt doordat wind op zee hogere vollasturen kent (ongeveer 4500) dan wind op land en zon-pv. Toch wordt een deel van het verschil in de vermogens verklaard door het aantal vollasturen dat nog altijd lager ligt dan dat van kerncentrales (tussen 6000 en 6500 uren).

Daarnaast treden er bij meer wind op zee ook meer verliezen op om dezelfde reden als in de A-varianten: er is meer verlies door meer gebruik van systeembatterijen, meer omzetting door elektrolyzers en meer curtailment. Wel zijn deze verliezen kleiner dan in de A-varianten. Dat komt doordat het opwekpatroon van wind op zee minder fluctuerend is (dan wind op land en met name zon) en iets beter aansluit op de vraag. Er zijn dan ook iets minder systeembatterijen en elektrolyzers nodig in vergelijking met de A-varianten. Er zijn wel meer systeembatterijen en elektrolyzers in de variant met meer wind op zee (4C) dan in de variant met meer kerncentrales (3C) en ook is meer waterstofopslag nodig.

2.5.1.4 Varianten C: Gelijke productie overige bronnen

In onderstaande tabel staat een overzicht van de vermogens van energie opwekkers, ondersteunende installaties (systeembatterijen, elektrolyzers en waterstofcentrales) en de hoeveelheid benodigde waterstofopslag voor de C varianten.

Tabel 2-4 Vermogens (GW) en hoeveelheid waterstofopslag (TWh) in Varianten C

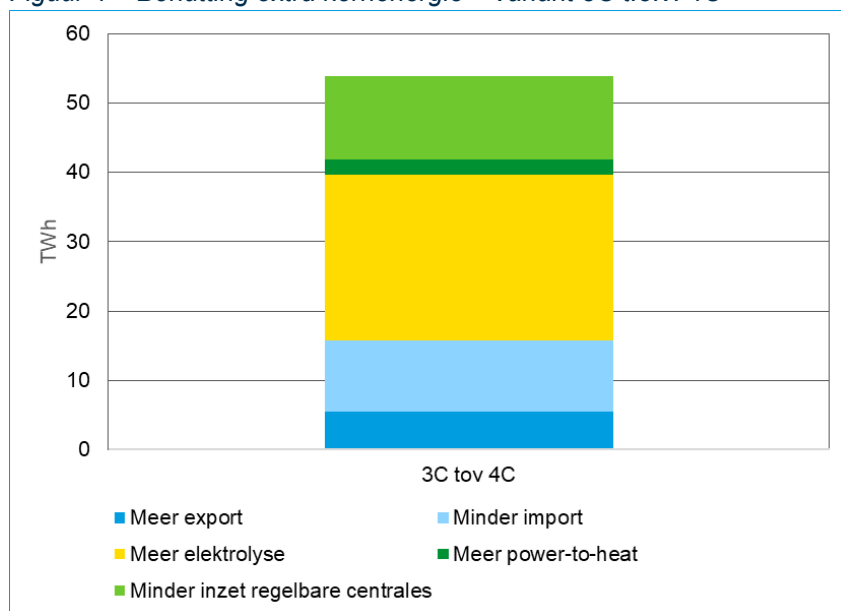
	Huidig (2024)	1C	2C	3C	4C	
Energie opwekkers						
Zon	24,5	117	117	117	117	GW
Waarvan op dak		80	80	80	80	GW
Waarvan op land		36	36	36	36	GW
Kernenergie	0,5	0,5	3,7	8,3	0	GW
Wind op land	6,9	13	13	13	13	GW
Wind op zee	4,7	68	68	68	68	GW
Ondersteunende installaties						
Systeembatterijen	0,2	36	36	36	36	GW
Elektrolyse	Nihil	31	32	33	31	GW
Waterstofcentrales	22	22	18	14	22	GW
Waterstofopslag	0	9	10	18	9	TWh

In de C-varianten varieert de hoeveelheid kerncentrales, maar blijven de overige hoeveelheden energie-opwekinstallaties gelijk. Hierdoor zijn goed afzonderlijke effecten te zien van meer of minder kerncentrales, op inzet van ondersteunende installaties en waterstofopslag. Variatie in de hoeveelheid kerncentrales heeft geen effect op de hoeveelheid systeembatterijen. Dat komt doordat systeembatterijen vooral gebruikt worden voor opvang van korte termijn mismatch tussen vraag en aanbod. Deze mismatch wordt naast het vraagpatroon (dat in de verschillende varianten gelijk is) vooral bepaald door de hoeveelheid hernieuwbare opwek, omdat deze installaties een sterk fluctuerend opwekpatroon kennen. Doordat de hoeveelheid hernieuwbare opwek in de C-varianten gelijk is, is ook de hoeveelheid benodigde systeembatterijen gelijk.

Wel heeft de hoeveelheid kerncentrales een (beperkt) effect op de hoeveelheid elektrolyzers. Dat komt doordat er meer overschotten zijn: deze worden middels elektrolyse omgezet in waterstof en vervolgens als zodanig gebruikt of later weer terug omgezet naar elektriciteit. Er is naarmate er meer elektrolyzers zijn, ook meer waterstofopslag nodig.

Ten slotte varieert in de C-variant de totale hoeveelheid elektriciteitsproductie veel sterker dan in de A- en B-varianten, doordat de overige opwek in deze varianten niet varieert. Dit heeft invloed op de hoeveelheid import en export (zie Figuur 4). Bij meer kernenergie (variant 3C) vindt 9 TWh export en 36 TWh import plaats, terwijl zonder kernenergie (variant 4C) 4 TWh export en 47 TWh import plaatsvindt. Doordat er ook in variant 3C nog steeds momenten zijn van weinig elektriciteitsproductie (bij weinig wind en zon) zal ook hier dus nog wel import plaatsvinden en anderzijds vindt in variant 4C ook nog steeds export plaats doordat ook hier momenten van overschotten zijn (die niet altijd door elektrolyzers worden opgevangen). Daarnaast is in variant 4C 35 TWh meer import van waterstof dan in variant 3C.

Figuur 4 – Benutting extra kernenergie – variant 3C t.o.v. 4C



2.5.2 Impact op productie energie

2.5.2.1 Hoe worden de kerncentrales ingezet in de verschillende varianten?

Voor de inzet van kerncentrales is aangesloten bij de wijze van inzet van het basisscenario, het scenario 'Koersvaste Middenweg' van de nieuwste Netbeheer Nederland scenario's. De inzet van kerncentrales in dit scenario is bepaald in het ETM en is gebaseerd op een merit-order inzet waarbij kerncentrales economisch optimaal ingezet worden⁸.

De onderstaande figuur toont de merit-order voor elektriciteitsproductie in variant 3A. De merit-order laat de marginale kosten zien waarvoor verschillende productiebronnen elektriciteit kunnen produceren. De beschikbare bronnen met de laagste marginale kosten worden als eerst ingezet, en dan de volgende,

⁸ De kerncentrales worden in het ETM meegenomen als volledig flexibele centrales, dus op uurbasis volledig af- of op te schalen. In de praktijk zitten er meer beperkingen aan de ramp-up and ramp-down rate en minimale periode dat een centrale aan of uit moet staan, dus in dat opzicht is deze modellering niet perfect. Dit kan ertoe leiden dat de inzet van uur op uur niet altijd realistisch gemodelleerd wordt, maar op jaarbasis komt er qua vollasturen wel een realistisch aantal uit (ordegrootte 7000 uur per jaar). Dit betekent dat het de verwachting dat dit geen grote impact zal hebben op de uiteindelijke energievarianten en de daaraan gerelateerde milieueffecten. In een kwalitatieve beschouwing wordt dit nog separaat besproken.

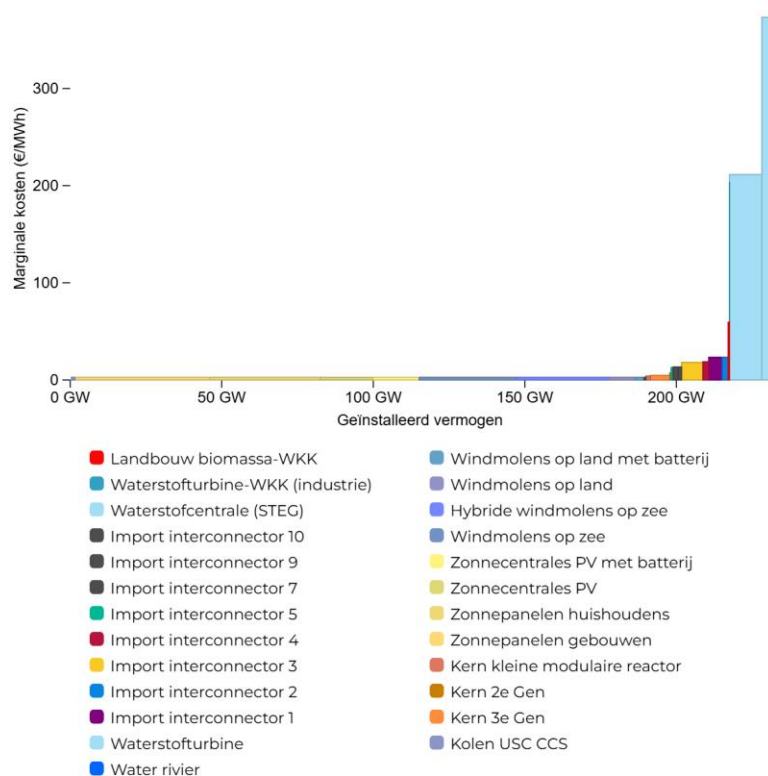
totdat er voldoende productie is om aan de vraag te voldoen. De marginale kosten van de duurste bron die elektriciteit levert bepaalt de elektriciteitsprijs van dat moment.

De merit-order laat zien dat zon en wind de bronnen zijn met de laagste marginale kosten, deze hebben namelijk marginale kosten van €0 (als windturbines of zonnepanelen er staan kost het niets om stroom te produceren). Kerncentrales hebben wel marginale kosten, door het gebruik van de brandstof, maar deze zijn erg laag. De kerncentrales komen daardoor direct na hernieuwbare opwek in de merit-order, en worden eerder ingezet dan bijvoorbeeld import of waterstofcentrales.

Door de lage marginale kosten van kerncentrales worden deze op veel uren ingezet. Alleen op momenten dat er te veel overschotten zijn van hernieuwbare opwek zijn, en curtailment toegepast wordt, worden kerncentrales niet ingezet. In de verschillende varianten draaien kerncentrales tussen de 6.000 en 6.500 vollasturen, wat overeenkomt met een capaciteitsfactor tussen de 70% en 75%.

Figuur 5 – Merit-order capaciteiten en marginale kosten elektriciteitsproductie

Merit order capaciteiten en marginale kosten

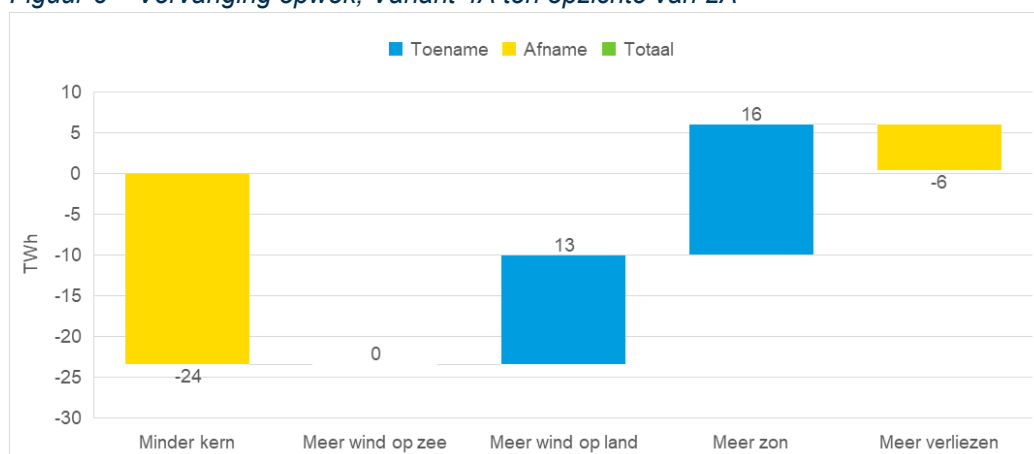


2.5.2.2 Hoeveel extra wind en zon zonder kernenergie?

Voor de varianten is aanname gedaan over hoeveel minder wind/zon-pv er zal zijn door de inzet van kerncentrales. Om dit te bepalen, wordt aangenomen dat 1 TWh productie 1 TWh alternatieve productie 'vervangt', waarbij gecorrigeerd wordt voor verliezen die optreden door opslag, omzetting en curtailment om de effecten van een ander productieprofiel van kernenergie ten opzichte van wind en zon te ondervangen. In feite gaan wordt dus aangenomen dat de totale hoeveelheid energievraag (in de vorm van elektriciteit, maar mogelijk ook waterstof) die ingevuld wordt met wind (op land en op zee), zon en kernenergie hetzelfde blijft. De reden hiervoor is dat er op deze manier alternatieven zijn die eerlijk te vergelijken zijn, omdat het geheel aan productiebronnen een gelijke energievraag invult.

De energieverliezen door opslag, omzetting en curtailment worden groter in varianten met meer wind en zon, ten opzichte van de varianten met meer kernenergie. In de varianten met grote hoeveelheden kernenergie zijn de energieverliezen daardoor kleiner⁹. Bij de varianten 3A en 3B (met 8,3 GW kernenergie) zijn de verliezen door opslag, omzetting en curtailment 52 TWh. Bij de varianten 4A en 4B (met geen kernenergie en dus meer wind en zon) zijn de verliezen door opslag, omzetting en curtailment 65 TWh. Dat is ongeveer 20% hoger.

Figuur 6 – Vervanging opwek, Variant 4A ten opzichte van 2A



Zoals hierboven besproken corrigeren is voor deze extra energieverliezen gecorrigeerd bij het bepalen van de hoeveelheid opwek in de varianten. Hierdoor wordt elke TWh productie kernenergie vervangen door circa 1,2 TWh productie van wind en/of zon. Deze verhouding is vergelijkbaar bij de A-varianten (waarbij kernenergie vervangen wordt door wind op land en zon) en de B-varianten (waarbij kernenergie vervangen wordt door wind op zee).

2.5.3 Impact kernenergie op vermogen (en inzet) flexibele bronnen

Deze paragraaf bespreekt de impact van kerncentrales in het energiesysteem op het vermogen en de inzet van flexibele bronnen.

2.5.3.1 Waterstofcentrales

Elke GW kernenergie vervangt 1 GW waterstofcentrales, omdat deze dezelfde rol kunnen vervullen (dit is een aanname aan de voorkant, maar resultaten bevestigen dat dit een logische aanname is). Alleen op uren dat het aanbod van elektriciteit (productie van wind, zon en kernenergie en aanbod vanuit opslag en import) onvoldoende is voor invulling vraag gaan waterstofcentrales aan. In alle varianten is er een beperkt aantal vollasturen (1200-1500 vollasturen = 15-18% van het aantal uren in het jaar).

2.5.3.2 Elektrolyzers

Er is meer vermogen aan elektrolyzers bij meer wind en zon, doordat het aanbod minder goed aansluit op de basisvraag en er hogere pieken aan overschotten zijn. Daarnaast is er in het algemeen meer opwek (vanwege de correctie die voor verliezen is gedaan). In variant 4A/4B met geen kernenergie en maximaal wind/zon is de hoeveelheid geïnstalleerd vermogen elektrolyzers ongeveer 38 GW, in variant 3A/3B met maximaal kernenergie en minimaal wind/zon is dit ongeveer 33 GW. Er is geen groot verschil tussen A en B variant in het geïnstalleerde vermogen elektrolyzers

⁹ Dit zijn niet de totale energieverliezen in het systeem, maar alleen de verliezen die optreden door het balanceren van vraag en aanbod van elektriciteit. Er treden ook verliezen op bij bijvoorbeeld transport van energie en bij afnemers.

In de varianten met meer kernenergie (en minder wind/zon) is er minder vermogen aan elektrolyzers, maar hebben de elektrolyzers wel meer vollasturen. Dit komt doordat deze opwek gelijkmatiger is, waardoor er meer uren met overschotten zijn ten opzichte van een variant met meer wind/zon. Maar het netto-effect is dat er meer waterstof geproduceerd wordt met elektrolyzers in varianten met meer wind en zon (en minder kern). Daartegenover staat ook dat er meer waterstof nodig is voor waterstofcentrales (in totaal zijn er dus meer energieverliezen, waarvoor gecorrigeerd wordt. Zie paragraaf 2.5.2).

Bij de C varianten (met gelijke hoeveelheid hernieuwbare opwek) neemt vermogen elektrolyzers iets toe bij meer kernenergie. Dit komt doordat er in totaal meer opwek van elektriciteit is en er daardoor meer overschotten zijn. Daarnaast hebben de elektrolyzers ook meer vollasturen in deze varianten.

2.5.3.3 Opslag elektriciteit: systeembatterijen¹⁰

Er is meer vermogen aan opslag bij meer wind en zon, want in deze varianten sluit het aanbod minder goed aan op de vraag. In variant 4A zonder kernenergie en een maximale hoeveelheid wind/zon is het geïnstalleerde vermogen van systeembatterijen ongeveer 42 GW, in variant 3A/3B met een maximale hoeveelheid kerncentrales en minimale hoeveelheid wind/zon is dit vermogen ongeveer 35 GW.

Er is vooral veel meer opslag nodig bij variant A met minder kernenergie, aangezien met name zon erg 'piekerig' is. Wind op zee kent langere periodes met veel opwek en daardoor is opslag (wat gebruikt wordt voor het balanceren van vraag en aanbod op kortere tijdsschalen) minder nodig/geschikt.

Bij varianten C (met allemaal gelijke hernieuwbare opwek) is geen extra opslag nodig bij meer kernenergie, want het opwekpatroon van kerncentrales sluit beter aan bij vraag (er is dus geen extra balancering nodig).

Het aantal vollasturen van systeembatterijen is redelijk vergelijkbaar bij verschillende varianten.

2.5.3.4 Opslag waterstof

Er is meer opslagcapaciteit waterstof nodig in de varianten met meer wind en zon en minder kern. Dit komt doordat er meer flexibel aanbod (vanuit elektrolyzers) en deels ook doordat er meer flexibele vraag (vanuit waterstofcentrales) is. Met name het feit dat de additionele vraag en aanbod flexibel is zorgt dat er meer opslagcapaciteit nodig om vraag en aanbod te balanceren. Bij de A-varianten is een groter verschil dan bij de B-varianten, net als het verschil in elektrolyse tussen deze varianten. Bij de varianten C is meer opslagcapaciteit nodig bij meer kernenergie. Er zijn in deze varianten namelijk meer overschotten, daardoor is er meer elektrolyse en ook meer flexibel aanbod van waterstof.

2.5.3.5 Curtailment

Curtailment (afschakelen opwek) gebeurt als het met beschikbare flexibele bronnen (en export) niet meer mogelijk is om overschotten te benutten. Er is meer curtailment bij meer wind en zon en minder kernenergie, doordat het aanbod de vraag minder goed volgt. Kernenergie leidt bij inzet op basis van de merit-order nooit tot curtailment, want op die uren draait de kerncentrale überhaupt niet. Het verschil in curtailment is dus zichtbaar in de A-varianten en B-varianten, en niet in de C-varianten.

¹⁰ In de studie is er niet gevarieerd met de batterijen achter meter (zoals thuisbatterijen) en EV's. In elk van de varianten is er wel een fors vermogen van deze batterijen.

2.5.4 Impact op importafhankelijkheid

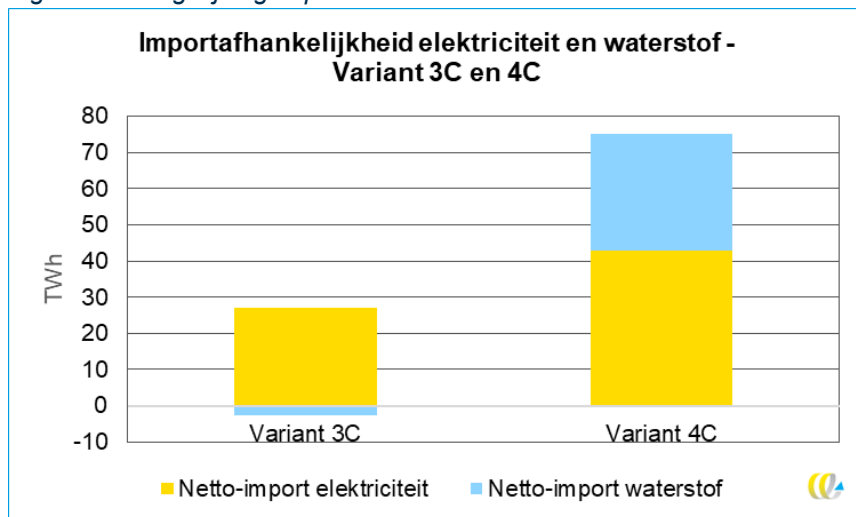
Het Nederlandse energiesysteem staat niet op zichzelf. Er vindt ook import en export van elektriciteit en waterstof plaats. Bij elektriciteit is de uitwisseling van elektriciteit ook belangrijk voor het balanceren van vraag en aanbod van elektriciteit op uurbasis. En bij waterstof kan ook import plaatsvinden voor doorvoer richting het achterland.

In het basisscenario Koersvaste Middenweg is Nederland netto-importeur van elektriciteit. De netto-import is in dat scenario circa 30 TWh, wat overeenkomt met 6% van de totale elektriciteitsvraag (inclusief flexibele vraag van bijvoorbeeld elektrolyzers). Bij waterstof is de import ongeveer gelijk aan de export en is Nederland dus netto zelfvoorzienend.

Bij alle A en B varianten is de importafhankelijkheid (vrijwel) gelijk als bij het scenario Koersvaste Middenweg. Dit komt doordat de totale productie (minus energieverliezen) in elk van deze varianten gelijk is. Ook in deze varianten is Nederland dus netto-importeur van elektriciteit en netto zelfvoorzienend voor waterstof.

In de C varianten verschilt de totale hoeveelheid opwek van kernenergie, maar wordt de opwek van wind (op land en op zee) en zon hiervoor niet gecompenseerd. In deze varianten verschilt de totale hoeveelheid opwek in Nederland dus, wat ook impact heeft op de importafhankelijkheid. De onderstaande figuur toont de importafhankelijkheid bij de varianten 3C (met 8,3 GW kernenergie) en 4C (zonder kernenergie). In variant 4C is de importafhankelijkheid een stuk groter, zowel voor elektriciteit als voor waterstof. Dit betekent ook dat een groter deel van de energievraag in Nederland ingevuld wordt met productie in het buitenland, en dat dus meer milieueffecten in het buitenland plaatsvinden.

Figuur 7 – vergelijking import Variant 3C en 4C



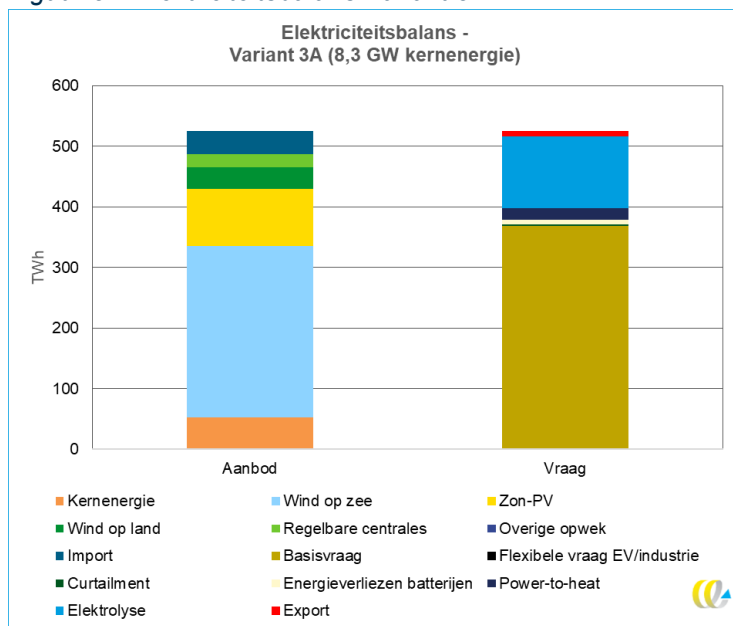
2.5.5 Figuren energiemix in verschillende varianten

De onderstaande figuren geven een overzicht van de elektriciteitsmix voor de varianten 3A (8,3 GW kernenergie) en 4A (geen kernenergie). Deze tonen het aanbod en de vraag naar elektriciteit. Deze figuren laten de volgende aspecten zien:

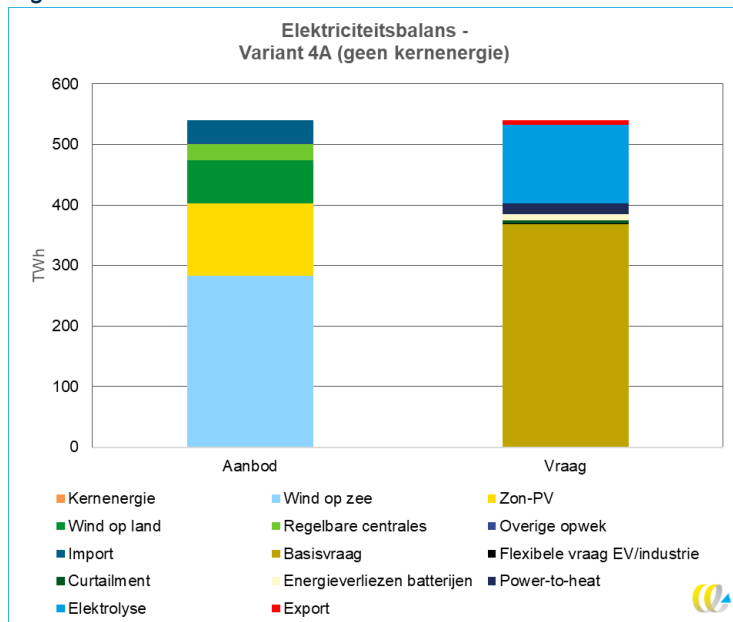
- Wind op zee is de belangrijkste bron van hernieuwbare elektriciteit, gevolgd door zon. Dit geldt voor beide varianten.
- Zelfs in variant 3A, met de grootste hoeveelheid kernenergie, is het aandeel van kernenergie slechts 10% van de totale productie van elektriciteit.

- Van de vraag naar elektriciteit is ongeveer 70% directe vraag naar elektriciteit¹¹. Het overige deel wordt omgezet naar waterstof of warmte (vooral waterstof).
- De totale productie van elektriciteit is iets hoger in variant 4A, om te compenseren voor de hogere energieverliezen bij minder kernenergie en meer hernieuwbare opwek op land (zie paragraaf 2.5.2).

Figuur 8 – Elektriciteitsbalans Variant 3A



Figuur 9 – Elektriciteitsbalans Variant 4A

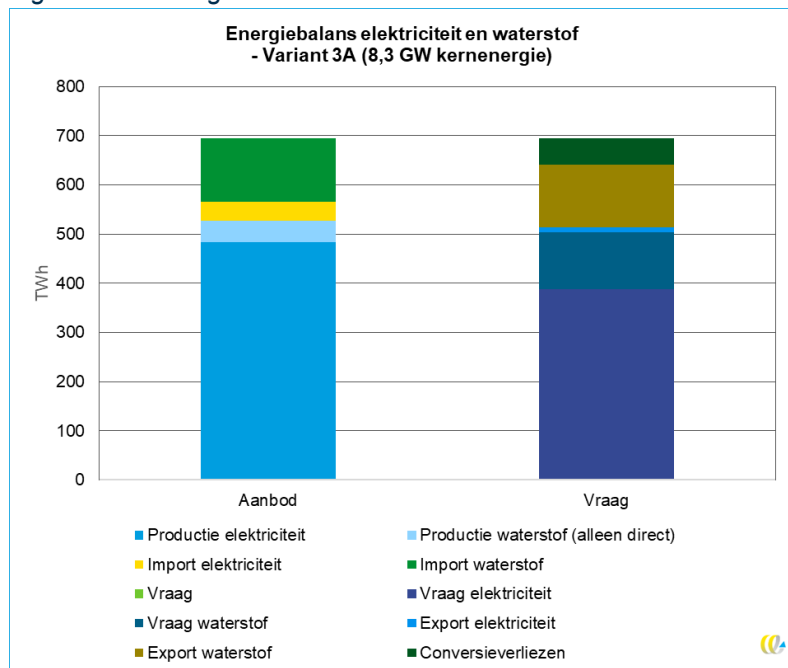


De onderstaande figuren tonen de gezamenlijke energiebalans voor elektriciteit en waterstof. Hierin zijn alleen de directe vraag en opwek van elektriciteit en waterstof opgenomen, conversie van de ene energiedrager naar de andere is niet meegenomen. De figuur laat zien dat het grootste deel van de

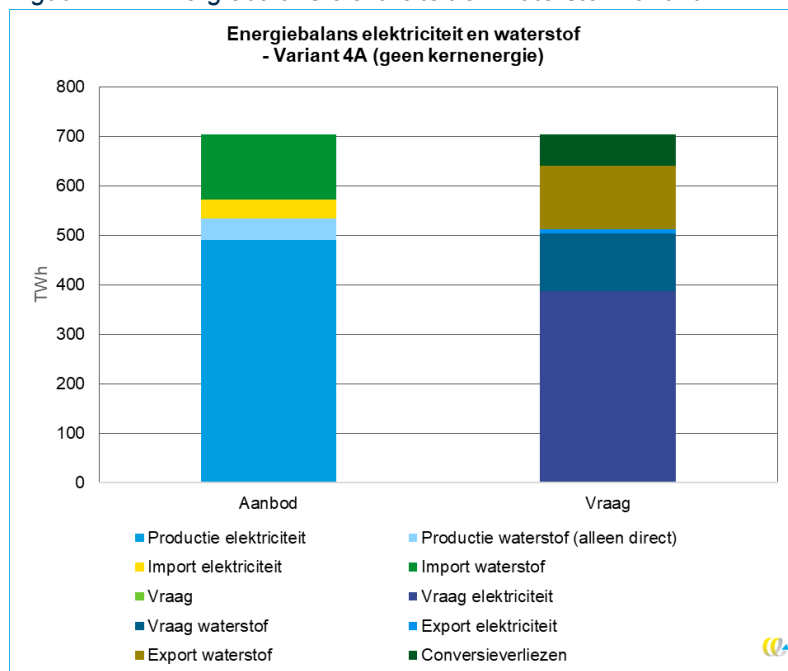
¹¹ Dit is het aandeel waarbij energie in de vorm van elektriciteit afgenomen wordt door afnemers. Achter de meter zal een deel van deze elektriciteit alsnog omgezet worden in warmte of bijvoorbeeld waterstof.

energie in Nederland in de vorm van elektriciteit geproduceerd wordt. De verschillen tussen beide varianten 3A en 4A is beperkt, de totale productie van elektriciteit en de energieverliezen liggen iets hoger bij 4A dan bij 3A (zoals ook eerder besproken).

Figuur 10 – Energiebalans elektriciteit en waterstof Variant 3A



Figuur 11 – Energiebalans elektriciteit en waterstof Variant 4A



2.6 Kwalitatieve beschouwingen

Bovenstaande paragrafen bevatten de kwantitatieve resultaten van de doorgerkende varianten. Er zijn ook enkele onderwerpen waar met een kwalitatieve beschouwing op wordt ingaan. Dit zijn de volgende onderwerpen:

- Impact varianten met verschillende hoeveelheid kernenergie op de energie-infrastructuur
- Impact wijze van inzet kernenergie op resultaten
- Impact kernenergie op energiemix bij andere varianten ontwikkeling energievraag en (overig) aanbod
- Impact kernenergie op leveringszekerheid energie

Deze aspecten worden hieronder besproken.

2.6.1 Impact varianten met verschillende hoeveelheid kernenergie op de energie-infrastructuur

De hoeveelheid kernenergie in de energiemix heeft ook impact op de benodigde energie-infrastructuur, en dan met name op het elektriciteitsnet. Dit is ook relevant op de totale milieueffecten van de varianten, aangezien (met name bovengrondse) energie-infrastructuur ook effect heeft op het milieu en de omgeving. Kernenergie zelf heeft een impact op het elektriciteitsnet, maar ook de opwekkers die vervangen worden door kernenergie (wind en zon) hebben impact op het net. Dat betekent dat de varianten met meer kernenergie (en minder wind en zon) een andere impact hebben op het elektriciteitsnet dan de varianten met minder kernenergie (en meer wind en zon).

De benodigde hoeveelheid elektriciteitsinfrastructuur is afhankelijk van de exacte locatie van productie en vraag. De regionale invulling van het energiesysteem is buiten scope van de studie; de besproken varianten zijn dan ook nationale scenario's die geen regionale uitwerking kennen. Daardoor is de exacte impact van de varianten op het elektriciteitsnet niet te bepalen en kan ook niet eenduidig geconcludeerd worden of varianten met meer kernenergie tot meer of minder elektriciteitsnet leiden. Dit is afhankelijk van de specifieke ruimtelijke invulling. Het is echter wel mogelijk om bepaalde algemene aspecten te benoemen over de impact van de hoeveelheid kernenergie op de benodigde uitbreidingen aan het elektriciteitsnet.

Kernenergie en hernieuwbare opwek hebben een andersoortige impact op het elektriciteitsnet. Dat komt onder andere doordat ze op een ander netvlak aangesloten worden:

- Hernieuwbare opwek op land wordt vooral aangesloten op de laagspannings- en middenspanningsnetten. In het algemeen geldt dat meer hernieuwbare opwek op land ertoe leidt dat meer uitbreidingen nodig zijn aan deze netten, aangezien een groot deel van de lokale opwek niet lokaal benut kan worden. Dit betekent dat bij de A varianten een verschil in impact te zien is. De impact op deze lagere netvlakken is kleiner bij de varianten met meer kernenergie (en minder hernieuwbare opwek op land), dus bijvoorbeeld 3A.
- De voorziene kerncentrales (van circa 1,6 GW) zijn grote puntbronnen van elektriciteit. Deze worden aangesloten op het hoogste niveau van het hoogspanningsnet, het 380kV-net. De impact van kerncentrales op dit niveau is erg afhankelijk van de locatie waar ze geplaatst worden.
 - Als kerncentrales geplaatst worden op locaties met veel andere opwek, zoals de aanlandlocaties van wind op zee, dan bestaat het risico dat de gezamenlijke productie van deze bronnen ertoe leidt dat uitbreidingen aan het 380kV-net nodig zijn (of dat minder wind op zee aangesloten kan worden zonder extra uitbreidingen).

- Als kerncentrales geplaatst worden op locaties met veel elektriciteitsvraag en weinig andere opwek (in het binnenland), dan kan het plaatsen van kerncentrales er zelfs toe leiden dat minder uitbreidingen aan het 380kV-net nodig zijn.
- Voor het aansluiten van windparken op zee is, naast elektriciteitsinfrastructuur op land, ook een elektriciteitsnet op zee nodig. Dit betekent dat bij de B-varianten minder elektriciteitsinfrastructuur op zee nodig is in de varianten met meer kernenergie (en minder wind op zee), bijvoorbeeld variant 3B. De uitbreidingen aan het elektriciteitsnet op zee zijn een significant aandeel van de totale opgave voor uitbreiding van de elektriciteitsinfrastructuur. Wind op zee wordt, net als kernenergie, aangesloten op het 380kV-net. Het is niet eenduidig vast te stellen of wind op zee of kernenergie meer uitbreidingen aan 380kV-infrastructuur vraagt. Kerncentrales hebben wel het voordeel dat het (relatief) makkelijker is om deze nabij de vraag te plaatsen en dat het productieprofiel beter aansluit bij de vraag (zie ook volgend punt).

Een andere reden dat kernenergie en hernieuwbare opwek een andere impact hebben op het elektriciteitsnet is dat het productieprofiel anders is. In algemeen heeft kernenergie ten opzichte van wind en zon het voordeel dat de productie meer vraagvolgend is en de productie, in de tijd, beter aansluit bij de vraag naar elektriciteit. Dit hoeft echter niet te betekenen dat er minder uitbreidingen aan het elektriciteitsnet noodzakelijk zijn. Hiervoor is vooral de (geografische) afstand tussen vraag en aanbod bepalend: hoe dichter vraag en aanbod bij elkaar gelokaliseerd zijn, hoe beperkter de impact omdat simpelweg kortere kabels nodig zijn. Dit betekent dat het in alle gevallen, voor het minimaliseren van de impact op het elektriciteitsnet, belangrijk is om de elektriciteitsvraag (ook van flexibele bronnen zoals elektrolyzers) en de productie zo dicht mogelijk bij elkaar te plaatsen. Daarbij is wel van belang dat de productiebronnen goed passen bij de vraagbronnen, wat betreft inzetprofiel. Dit betekent dat het gunstig is om kernenergie (met veel vollasturen) te realiseren bij industriële elektriciteitsvraag en eventueel elektrolyzers.

In de C varianten, waarbij de opwek van wind en zon gelijk blijft bij verschillende hoeveelheden kernenergie, is te zien dat extra inzet van kerncentrales onder meer leidt tot meer inzet van flexibele bronnen en meer export van elektriciteit. De grotere export van elektriciteit kan tot extra belasting op het elektriciteitsnet, en dan specifiek op het 380kV-net, leiden aangezien dan transporten richting de grens nodig zijn. Dit is met name het geval als kerncentrales ver van de interconnectiepunten met het buitenland geplaatst worden. De extra productie van kerncentrales en extra inzet van flexibele bronnen heffen elkaar op en leiden niet tot meer belasting op het elektriciteitsnet, mits deze bij elkaar in de buurt geplaatst worden.

2.6.2 Impact van wijze van inzet kernenergie op resultaten

Voor de inzet van kerncentrales wordt aangesloten aan bij de wijze van inzet van het basisscenario, het scenario 'Koersvaste Middenweg' van de nieuwste scenario's van Netbeheer Nederland. De inzet van kerncentrales in dit scenario is bepaald in het ETM en is gebaseerd op een merit-order inzet waarbij kerncentrales economisch optimaal ingezet worden. In een merit-order worden beschikbare bronnen met de laagste marginale kosten als eerst ingezet, en dan de volgende, totdat er voldoende productie is om aan de vraag te voldoen. De marginale kosten van de duurste bron die elektriciteit levert bepaalt de elektriciteitsprijs van dat moment.

Wind en zon zijn de bronnen zijn met de laagste marginale kosten, deze hebben namelijk marginale kosten van €0 (als windturbines of zonnepanelen er staan kost het niets om stroom te produceren). Kerncentrales hebben wel marginale kosten, door het gebruik van de brandstof, maar deze zijn erg laag.

De kerncentrales komen daardoor direct na hernieuwbare opwek in de merit-order, en worden eerder ingezet dan bijvoorbeeld import of waterstofcentrales.

Door de lage marginale kosten van kerncentrales worden deze op veel uren ingezet. Alleen op momenten dat er te veel overschotten zijn van hernieuwbare opwek zijn, en curtailment toegepast wordt, worden kerncentrales niet ingezet. In de verschillende varianten draaien kerncentrales tussen de 6.000 en 6.500 vollasturen, wat overeenkomt met een capaciteitsfactor tussen de 70% en 75%.

Het is de verwachting dat dit, economisch gezien, de meest optimale inzet van kerncentrales is. Er zijn echter ook verschillende onderzoeken die aannemen dat kerncentrales must-run zullen draaien, vanwege de hoge kapitaalkosten (wat het wenselijk maakt om veel draaiuren te maken) of omdat flexibele inzet mogelijk technisch uitdagend is. Het is echter de verwachting dat dit economisch gezien niet optimaal is, aangezien kerncentrales dan ook ingezet worden op momenten dat hernieuwbare opwek gecurtaild wordt, met elektriciteitsprijzen die op die momenten (vrijwel) €0 of zelfs negatief zijn. Als kerncentrales must-run draaien heeft dit de volgende effecten op de resultaten:

- De extra inzet van kerncentrales vindt plaats op uren dat er al overschotten van aanbod van elektriciteit zijn. Op die uren leidt de extra inzet van kerncentrales tot extra inzet van flexibele bronnen en meer export. Maar er zal ook meer curtailment plaatsvinden, aangezien niet alle elektriciteit op deze uren benut kan worden.
- Bij must-run inzet neemt de productie per MW kernenergie toe. In de gehanteerde methodiek leidt dit ertoe dat meer wind of zon vervangen wordt door elke MW kernenergie (zie paragraaf 2.4.2). De extra productie van kernenergie leidt echter ook tot meer energieverliezen doordat er alleen meer elektriciteit geproduceerd wordt op momenten dat er al overschotten zijn. Hiervoor wordt gecorrigeerd bij het bepalen hoeveel wind en zon vervangen wordt door kernenergie. Daarom is het niet eenduidig of must-run inzet ertoe leidt dat kernenergie meer of minder wind en zon vervangt (ten opzichte van de huidige resultaten).
- Naar verwachting zullen er bij must-run inzet meer inzet zijn van flexibele bronnen zijn bij varianten met meer kernenergie. Het is onzeker of er ook meer opgesteld vermogen van flexibele bronnen nodig zal zijn.
- De totale impact van must-run op de resultaten zal beperkt zijn, aangezien kerncentrales ook bij de modellering al een groot aantal vollasturen hebben.

Het is in theorie ook mogelijk dat kerncentrales minder uren ingezet worden. In de huidige modellering worden ze ook ingezet voor bijvoorbeeld flexibele vraag van elektrolyzers en opslag. Als dat niet het geval is, dan zullen kerncentrales een stuk minder uren draaien. Maar het is de verwachting dat dit geen realistisch scenario is, vanwege de hoge kapitaalkosten van kerncentrales.

In de doorrekeningen van de varianten zijn technische beperkingen van de inzet van kerncentrales niet meegenomen. De kerncentrales worden in het ETM meegenomen als volledig flexibele centrales, dus op uurbasis volledig af- of op te schalen. In de praktijk zitten er meer beperkingen aan de ramp-up and ramp-down rate en minimale periode dat een centrale aan of uit moet staan, dus in dat opzicht is deze modellering niet perfect. De productie op uurbasis zal daardoor niet altijd kloppen, maar op jaarbasis komt er qua vollasturen wel een realistisch aantal uit (ordegrootte 7000 uur per jaar). Dit betekent dat de aanname van imperfectie van de modellering naar verwachting geen grote impact zal hebben op de uiteindelijke vermogens en daarmee op milieueffecten. Maar het heeft wel wat impact op de resultaten:

- Op uurbasis zal het effect van de technische beperkingen voor de inzet van kerncentrales zijn dat de productie minder goed aansluit bij de vraag naar elektriciteit. Hierdoor zal meer inzet van flexibele bronnen nodig zijn. Dit gebeurt op momenten met uren van overschotten, als kerncentrales toch

(deels) draaien op uren dat ze bij een perfecte economische inzet niet zouden draaien omdat deze niet snel genoeg kunnen terugschakelen of omdat deze niet helemaal terug kunnen schakelen naar 0% productie. Het kan ook gebeuren op momenten met tekorten, doordat kerncentrales niet snel genoeg kunnen opschakelen, waardoor meer import of inzet van waterstofcentrales nodig is. Het is onzeker of door de beperking van de modellering ook het vermogen aan flexibele bronnen (bij varianten met meer kernenergie) onderschat wordt, of dat alleen het aantal uren dat deze bronnen ingezet worden onderschat wordt.

- De beperking in de modellering heeft naar verwachting geen significante impact op de hoeveelheid wind/zon die vervangen wordt door kern. De jaarlijkse productie per MW kernenergie is namelijk ongeveer gelijk. Mogelijk zijn er wel wat meer verliezen in praktijk bij de varianten met meer kernenergie, waardoor de hoeveelheid wind/zon die kernenergie kan vervangen licht overschat wordt. Maar dit effect is naar verwachting beperkt.
- In het algemeen is het dus de verwachting dat de beperking van de modellering van de inzet van kerncentrales geen enorme impact heeft op de resultaten. Alleen het effect van meer kernenergie op de hoeveelheid flexibele bronnen die minder nodig zijn, wordt mogelijk wat te positief ingeschat.

2.6.3 Impact kernenergie op energiemix bij andere ontwikkeling vraag en (overig) aanbod energie

De ontwikkeling van de energievraag, zowel de totale omvang als de verdeling tussen verschillende energiedragers, is een belangrijke factor bij de ontwikkeling van het energiesysteem. In de doorrekening van de varianten wordt uitgegaan van één scenario voor de ontwikkeling van de energievraag, om het aantal onzekerheden te beperken en om de varianten met meer en minder kernenergie eerlijk met elkaar te kunnen vergelijken. Voor de vraag naar elektriciteit wordt uitgegaan van het scenario 'Koersvaste Middenweg' van de nieuwste Netbeheer Nederland scenario's. Deze variant sluit aan bij de huidige ontwikkelingen en beleidscontext en geeft daarmee de beste inschatting van de verwachte energievraag in 2050.

Er zijn ook andere vraagscenario's en scenario's voor (overige) opwek mogelijk. Het scenario Koersvaste Middenweg gaat uit van een forse toename van de elektriciteitsvraag, zowel directe elektriciteitsvraag als indirecte elektriciteitsvraag voor de productie van waterstof en warmte. Op basis daarvan is er ook uitgegaan van een forse groei van de hoeveelheid wind en zon. Het is ook mogelijk dat er minder elektriciteitsvraag komt, bijvoorbeeld door krimp van de industrie, minder elektrificatie of omdat er meer import van waterstof komt. Als die vraag achterblijft is er ook minder opwek nodig, zowel van hernieuwbare bronnen als eventueel van kernenergie. Dit heeft bij de varianten A en B echter geen effect op de verschillen tussen de varianten met een verschillende hoeveelheid kernenergie. De totale opwek is namelijk gelijk in de varianten, aangezien kernenergie vervangen wordt door evenveel hernieuwbare opwek (met een correctie voor energieverliezen). De verschillen tussen de varianten zijn daardoor niet afhankelijk van de ontwikkeling van de elektriciteitsvraag. De totale hoeveelheid wind en zon die nodig is, is wel afhankelijk van de ontwikkeling van de elektriciteitsvraag. Bij de varianten C, waar de hoeveelheid wind en zon gelijk blijft en alleen de hoeveelheid kernenergie varieert, is de ontwikkeling van de elektriciteitsvraag wel van belang. Dan wordt nut en noodzaak voor kernenergie kleiner bij minder elektriciteitsvraag en zal een kleiner aandeel van de productie van kerncentrales direct benut kunnen worden (en benut worden door flexibele bronnen of geëxporteerd worden) en/of zal het aantal vollasturen van de kerncentrales minder worden.

Het is ook mogelijk dat de elektriciteitsvraag hoger uitvalt. In dat geval is ofwel meer wind en zon nodig, of zullen waterstofcentrales meer draaiuren maken en technieken die gebruik maken van overschotten

(zoals elektrolyzers en power-to-heat) minder draaiuren. Hier geldt echter ook weer dat de verschillen tussen de varianten bij de A en B varianten gelijk blijft. Bij de C varianten, waar de hoeveelheid wind en zon gelijk blijft en alleen de hoeveelheid kernenergie varieert, zal nut en noodzaak voor kernenergie groter zijn en kan een groter deel van de productie direct benut worden (ten opzichte van de doorgerekende varianten).

Een belangrijke onzekerheid in de ontwikkeling van het energiesysteem is de rol van waterstof. Het scenario Koersvaste Middenweg, dat gebruikt wordt voor de analyses, voorziet een belangrijke rol voor waterstof. Maar door hoge kosten blijven ontwikkelingen rondom groene waterstof achter en is er discussie of waterstof daadwerkelijk een belangrijke rol zal gaan spelen in het energiesysteem. Als de rol van waterstof in het energiesysteem beperkt blijft, dan heeft dit de volgende effecten:

- De elektriciteitsvraag van elektrolyzers is een significant aandeel van de totale elektriciteitsvraag (circa 20%). Als er minder vraag komt naar groene waterstof, of dit geïmporteerd wordt, dan zal er daarmee ook fors minder elektriciteitsvraag zijn. Dan geldt hetzelfde als hierboven: er is minder opwek in totaal nodig maar de verschillen tussen de varianten (bij varianten A en B) blijft gelijk.
- Daarnaast is waterstof ook de voorziene brandstof van waterstofcentrales die elektriciteit produceren op momenten met weinig wind en zon. In de varianten met meer kernenergie is minder inzet van waterstofcentrales nodig, maar ook in die varianten zijn er wel waterstofcentrales nodig. Anders komt de leveringszekerheid in het geding. Als dit niet met waterstof kan, dan zijn centrales met een andere brandstof nodig, bijvoorbeeld aardgas (met CCS), biomassa of groengas.

Een andere onzekerheid over de invulling van de energiemix is de invulling van de flexibiliteitsbehoefte. Er is een behoefte voor balanceren van vraag en aanbod van verschillende energiedragers. Maar de verhouding tussen verschillende bronnen van flexibiliteit is onzeker, zeker bij elektriciteit. Dat heeft ook impact op de vermogens van flexibele bronnen in de varianten met verschillende hoeveelheden kernenergie, maar het blijft zo dat bij varianten met meer kernenergie (en minder hernieuwbare opwek) minder flexibiliteit nodig is om vraag en aanbod te balanceren.

In het algemeen kan dus gesteld worden dat er onzekerheden zijn rondom de ontwikkeling van de energievraag (en flexibiliteit) die een grote impact hebben op de invulling van de energiemix, en ervoor kunnen zorgen dat deze energiemix aanzienlijk anders uitvalt. Maar bij de varianten A en B zijn de verschillen tussen de varianten met meer en minder kernenergie robuust en nauwelijks afhankelijk van deze ontwikkeling. Bij de varianten C, waar de hoeveelheid wind en zon gelijk blijft en alleen de hoeveelheid kernenergie varieert, is nut en noodzaak voor (meer) kernenergie wel afhankelijk van die overige ontwikkelingen. Bij minder vraag naar elektriciteit is er dan minder noodzaak voor kernenergie, en bij meer vraag meer noodzaak voor kernenergie.

2.6.4 Impact kernenergie op leveringszekerheid energie

Leveringszekerheid houdt in dat op elk moment van het jaar aan de vraag naar energie voorzien kan worden. In het toekomstige energiesysteem wordt leveringszekerheid een belangrijk aandachtspunt, met name voor elektriciteit. Dit is uitdagender in een systeem waarbij het grootste deel van de elektriciteit geproduceerd wordt met windturbines en zonnepanelen. Met name voldoende stroom leveren op momenten met weinig wind en zon is van belang, aangezien het niet kunnen leveren van elektriciteit hoge maatschappelijke kosten oplevert. Om op alle momenten stroom te kunnen leveren zijn verschillende flexibiliteitsbronnen, zoals opslag en regelbare centrales, en import nodig. Daarnaast kan vraagsturing hieraan bijdragen. Er zijn daarnaast ook flexibele bronnen nodig voor overschotten van elektriciteit. Maar het doel daarvan is het nuttig benutten van elektriciteit, het levert geen bijdrage aan leveringszekerheid.

De doorgerkende varianten hebben allemaal een leveringszekerheid van bijna 100%¹², aangezien dit het uitgangspunt is bij het opstellen van de varianten. Dus in dat opzicht varieert de leveringszekerheid niet tussen de varianten met verschillende hoeveelheden kernenergie. Maar het is wel goed om te kijken hoeveel flexibele bronnen nodig zijn hiervoor, aangezien dit een indicatie is hoe uitdagend het is om deze leveringszekerheid te realiseren. In de varianten met meer kernenergie zijn minder waterstofcentrales en minder batterijen nodig. Dit betekent dat in die varianten minder flexibele bronnen nodig zijn om de leveringszekerheid te garanderen. Echter, ook in de varianten met de grootste hoeveelheid kernenergie zijn er significante hoeveelheden waterstofcentrales (14 GW), batterijen (circa 35 GW), vraagsturing en import van elektriciteit nodig. Dit betekent dat kerncentrales een bijdrage leveren aan de leveringszekerheid van elektriciteit, maar alleen kerncentrales onvoldoende zijn om elk moment van het jaar elektriciteit te kunnen leveren.

Een aandachtspunt bij de varianten met meer kernenergie is dat er zowel minder waterstofcentrales als minder batterijen gerealiseerd worden. Daardoor ligt het totale regelbare vermogen (van kerncentrales, waterstofcentrales en batterijen samen) iets lager. Dat betekent dat er bij die varianten een iets groter risico is dat niet altijd aan de vraag voorzien kan worden, zeker als kerncentrales niet altijd beschikbaar zijn. Dit kan worden ondervangen door in de varianten met meer kernenergie grotere hoeveelheden opslag en waterstofcentrales te realiseren, dan wat nu aangenomen wordt in de varianten.

¹² In alle varianten wordt een paar uur per jaar een deel van de elektriciteitsvraag niet ingevuld, en wordt vraag afgeschakeld van de industrie. Uit eerder onderzoek van CE Delft volgt dat een paar uur per jaar vraag afschakelen kosten effectiever is dan nog meer flexibele bronnen realiseren, die slechts voor een paar uur per jaar nodig zijn.

3 Bijlage – Verdere verdieping bepaalde milieueffecten

3.1 Hinder door bouw

De hinder tijdens de bouwphase van verschillende onderdelen van het energiesysteem is niet meegenomen in de effectbeoordeling, maar is wel relevant om te benoemen. De mate van geluids- en verkeershinder varieert voor de deelwerkzaamheden die gedurende de bouwperiode nodig zijn.

Onderdeel energiesysteem	Effecten bouwphase	Duur exploitatiefase
Energie opwekkers		
Zon-PV	De bouwphase duurt gemiddeld enkele weken tot een half jaar. Werkzaamheden bestaan uit transport, aanleg van kabels, plaatsing van funderingen en installatie van draagconstructies en panelen. Beperkte hinder door korte bouwduur, beperkt gebruik van zwaar materieel en tijdelijke toename van verkeer.	25–30 jaar
Wind op land	De bouwphase duurt gemiddeld 1 jaar. Werkzaamheden omvatten transport, heien en storten van betonfunderingen, aanleg van kabels en de opbouw van turbines. Er is sprake van zwaar materieel en intensief vrachtverkeer. Tijdelijke hinder verspreid over een periode van ongeveer één jaar.	25–35 jaar
Wind op zee	De bouwphase duurt gemiddeld 3 tot 4 jaar. Werkzaamheden omvatten transport, heien of boren van monopiles in de zeebodem, aanleg van kabels, constructie van turbines en bouw van een offshore transformatorstation. Bouwmaterialen en materieel voor de onderdelen op zee worden doorgaans per schip aangevoerd. Bij aanlandingspunten kan tijdelijk extra verkeersdruk ontstaan. Geluids- en verkeershinder voor de leefomgeving is beperkt.	30–35 jaar
Kernenergie	De bouwphase van een kerncentrale duurt doorgaans circa 10–15 jaar. Werkzaamheden omvatten transport, aanleg van funderingen, kabels en veiligheidsvoorzieningen, en de bouw van de reactor en koelsystemen. Intensief gebruik van zware machines en continue bouwverkeer veroorzaken langdurige geluid- en trillinghinder, evenals verkeersdruk op de omgeving.	60–80 jaar
Ondersteunende installaties		
(Systeem)batterijen	De bouwphase duurt gemiddeld 6 tot 12 maanden. Werkzaamheden omvatten transport, aanleg van funderingen en infrastructuur (zoals transformatorstations, koelsystemen en kabels), en installatie van batterijmodules. Beperkte hinder door relatief korte duur, beperkt gebruik van zwaar materieel en tijdelijke verkeersdruk.	15–20 jaar
Elektrolyzers	De bouwphase duurt gemiddeld 1,5 tot 2 jaar. Werkzaamheden omvatten transport, aanleg van funderingen, transformatoren en koelsystemen, installatie van stack-	20–30 jaar

Onderdeel energiesysteem	Effecten bouwfase	Duur exploitatiefase
	modules/elektrolytcellen, en aansluiting op elektriciteits-, water- en waterstofnetwerken. Beperkte hinder met beperkt gebruik van zwaar materieel en tijdelijke toename van verkeer.	
Waterstofcentrales	De bouwfase duurt gemiddeld 2 tot 3 jaar. Indien gebruik wordt gemaakt van bestaande locaties (bijv. gas- of kolencentrales), kan bestaande infrastructuur worden hergebruikt. Op nieuwe locaties omvatten de werkzaamheden transport, aanleg van funderingen en koelsystemen, aansluiting op netwerken en installatie van brandstofcellen. Beperkte hinder en beperkte inzet van zwaar materieel.	20–30 jaar
Waterstofopslag	De bouwfase duurt naar verwachting circa 2 jaar. Hierbij wordt veelal gebruikgemaakt van bestaande lege gasvelden of zoutcavernes, waarbij bestaand materieel deels kan worden hergebruikt. Activiteiten omvatten testen en technische aanpassingen zoals het aanbrengen van waterstofbestendige afdichtingen, aanpassen van compressiestations en installeren van monitoringapparatuur. Beperkte hinder door gebruik van bestaande infrastructuur en beperkt zwaar materieel.	30–50 jaar

3.2 Omgevingsfactoren en veiligheid

De veiligheid van een energie-installatie wordt niet alleen bepaald door de technische kenmerken van de installatie zelf, maar ook in belangrijke mate door de omgeving waarin deze is gesitueerd.

Omgevingsfactoren zoals bevolkingsdichtheid, nabijheid van kwetsbare objecten, aanwezige infrastructuur en lokale omstandigheden (zoals windrichting of waterbeschikbaarheid) beïnvloeden zowel de kans op escalatie als de ernst van de gevolgen bij een incident. De mate waarin een kerncentrale, windturbine, elektrolyser of andere energie-installatie gevoelig is voor invloeden uit de omgeving, verschilt per type installatie en situatie.

Aangezien de locaties van toekomstige energieprojecten niet zijn aangewezen in deze studie, zijn deze omgevingsfactoren geen onderdeel van de beoordeling. In de praktijk vormen deze factoren een relevant onderdeel van de beoordeling van externe en nucleaire veiligheid bij locatiekeuze en inpassing. Zo is bij kerncentrales de omgeving bepalend voor de potentiële impact van een ongeval en de mogelijkheden voor crisisbeheersing. Voor windturbines speelt vooral de afstand tot bebouwing een rol bij de beoordeling van risico's zoals het omvallen van een turbine of het losraken van een rotorblad. Bij elektrolyzers en waterstofcentrales zijn het juist risico's zoals explosiegevaar die maken dat de afstand tot woonwijken of andere risicovolle functies van belang is.

In dit onderzoek zijn de veiligheidsrisico's in algemene zin beoordeeld. Voor specifieke onderdelen van het energiesysteem, waarbij in meer of mindere mate sprake is van veiligheidsrisico's, zal per project een nadere beoordeling plaatsvinden in het kader van externe veiligheid. In dergelijke projectstudies worden de relevante omgevingsfactoren wel meegenomen in de analyse en risicoberekeningen. Deze vormen

vervolgens de basis voor vergunningprocedures waarin wordt bepaald of de voorgenomen functie op een bepaalde locatie toelaatbaar is.

3.3 Veiligheidsperceptie kernenergie

Veiligheidsperceptie is geen milieuaspect, maar speelt bij kernenergie wel een grote rol in de publieke acceptatie van kernenergie. Onderzoek van het RIVM en andere instanties toont aan dat percepties van risico's vaak afwijken van de werkelijke dreigingen. Zie voor meer informatie ook informatiepagina van [Rijksoverheid](#) over hoe veiligheid van kerncentrales is gewaarborgd.

Het [RIVM \(2018\)](#) constateert dat burgers de gevolgen van een kernongeval vaak overschatten. Veel mensen denken onterecht dat een incident leidt tot grootschalige sterfgevallen, misvormingen of langdurige ecologische schade, zelfs op grote afstand van de centrale. Onbekende risico's worden [doorgaans](#) als groter ingeschat, wat bij kernenergie leidt tot een verhoogde angst. Dit fenomeen wordt versterkt door mentale beelden en gebrek aan directe ervaring met kernenergie.

Volgens het [Crisislab \(2018\)](#) spelen sociale signalen, zoals mediaberichten en meningen van bekenden, een belangrijke rol in hoe mensen risico's inschatten. Het onderzoek toont aan dat 34% van de respondenten zich zorgen maakt over stralingsrisico's, terwijl 50% aangeeft zich helemaal geen zorgen te maken. De perceptie wordt ook beïnvloed door persoonlijke omstandigheden, zoals het hebben van kinderen.

Het RIVM benadrukt dat vertrouwen in overheidsinstanties cruciaal is om risicopercepties te aligneren met werkelijke dreigingen. Transparante en consistente communicatie kan helpen om publieke angst te verminderen.

3.4 Gevoeligheid voor geopolitieke veranderingen

Energie-infrastructuur vormt een strategisch onderdeel van nationale veiligheid en is daarmee een potentiële kwetsbaarheid voor geopolitieke spanningen en bewuste sabotage. Deze kwetsbaarheid is het grootst bij grootschalige, geconcentreerde installaties zoals kerncentrales en cruciale verbindingen zoals onderzeese kabels. Dergelijke infrastructuur wordt in toenemende mate beschouwd als potentieel doelwit in het geval van internationale conflicten of hybride oorlogsvoering.

De situatie rond de kerncentrale in Zaporizja (Oekraïne) toont aan dat nucleaire faciliteiten kwetsbaar zijn tijdens conflicten. Gevechten in de buurt kunnen leiden tot stroomuitval of beschadiging, met mogelijke stralingsrisico's tot gevolg. Hoewel kerncentrales in Nederland onder streng veiligheidsregime opereren en ontworpen zijn met uitgebreide beveiligingslagen, is het risico op bewuste fysieke of digitale cyberaanvallen aanwezig. De risico's zijn beheersbaar, mits er voldoende maatregelen worden getroffen, zoals fysieke beveiliging, luchtverdediging en robuuste cyberbeveiliging. Bij centrales wordt rekening gehouden met terroristische excessen, zo moet een kerncentrale bijvoorbeeld bestand zijn tegen een vliegtuiginslag. Op basis van de zogeheten vastgestelde 'referentiedreigingen' wordt een pakket aan beveiligingsmaatregelen genomen. Dit wordt beoordeeld door de Autoriteit Nucleaire Veiligheid en Stralingsbescherming (ANVS). Dergelijke risico's worden in de locatiestudie voor de nieuw te bouwen kerncentrales nader onderzocht.

Een relevant aandachtspunt bij kerncentrales vormt het transport radioactieve materialen (zie ook paragraaf 3.2 [MER bedrijfsduurverlenging Borssele](#)). De splijtstof die in Nederlandse kerncentrales wordt gebruikt, wordt na gebruik veelal getransporteerd naar Frankrijk, waar het gedeeltelijk wordt gerecycled voor hergebruik en deels wordt verwerkt tot radioactief afval. De bruikbare grondstoffen worden omgezet in MOX-brandstof en keren vervolgens terug naar Nederland voor verdere voorbereiding en inzet in kerncentrales. Het radioactieve afval wordt vervoerd naar COVRA voor tijdelijke opslag van radioactief afval. Het transport van deze gevaarlijke materialen brengt veiligheidsrisico's met zich mee. Om deze risico's te beperken, gelden er zeer strenge eisen aan het vervoer, zoals het gebruik van zware, beschermende verpakkingen en uitgebreide noodprocedures. Daarnaast valt het materiaal onder het toezicht van het Internationaal Atoomenergie Agentschap (IAEA), dat controleert op naleving van internationale afspraken en proliferatiepreventie.

Ook onderzeese infrastructuur, waaronder elektriciteitsverbindingen en datakabels, vormt een belangrijk aandachtspunt. Deze kabels zijn te saboteren, moeilijk te monitoren, en van groot belang voor de economie, energievoorziening en nationale veiligheid. Statelijke actoren kunnen hierbij een rol spelen, zoals al eerder is gebleken uit vermoedens van sabotageactiviteiten in Europese wateren. Binnen het energiesysteem raakt dit risico met name de grootschalige windparken op zee, die via zeekabels verbonden zijn met het vasteland. Een verstoring hiervan kan leiden tot grote economische schade en verstoringen in de energievoorziening. Om deze risico's te mitigeren, worden innovatieve detectiesystemen ontwikkeld. Zo werkt [TNO](#) aan een monitoringsysteem dat trillingen in glasvezelkabels gebruikt om ongewenste activiteiten van bijvoorbeeld schepen of onderzeeërs vroegtijdig te signaleren. Dergelijke technologieën dragen bij aan een verbeterd risicobeheer en kunnen worden ingezet als onderdeel van een bredere strategie voor maritieme veiligheid.

Hoewel deze geopolitieke risico's relevant zijn voor de robuustheid van het toekomstige energiesysteem, vallen ze buiten de scope van de effectbeoordeling zoals die in deze studie is uitgevoerd. De beoordeling richt zich op onbedoelde (niet-bewuste) incidenten. De gevoeligheid voor opzettelijke acties en externe dreigingen is geen onderdeel van de beoordeling.

3.5 Impact in de grondstofketen

Het materiaalgebruik binnen de keten van verschillende onderdelen van het energiesysteem heeft niet alleen directe milieueffecten, maar ook belangrijke sociale en ecologische gevolgen, vooral bij de winning en verwerking van grondstoffen elders in de wereld. Veel essentiële materialen voor energie-infrastructuur, zoals zeldzame aardmetalen, lithium, kobalt en nikkel, worden gewonnen in landen waar mijnbouw gepaard kan gaan met slechte arbeidsomstandigheden en milieuschade.

In sommige regio's, zoals de [Democratische Republiek Congo](#), zijn er ernstige zorgen over arbeidsomstandigheden door de inzet kinderarbeid en gevaarlijke werkomstandigheden in de kobaltmijnen, die van groot belang zijn voor de productie van batterijen. De winning van lithium, essentieel voor batterijopslag en elektrolyzers, vraagt bovendien om grote hoeveelheden water, wat in droge gebieden kan leiden tot [waterschaarste](#) en aantasting van lokale ecosystemen. Ook bij de winning van nikkel, bijvoorbeeld in [Indonesië](#), worden zowel natuur als lokale gemeenschappen geconfronteerd met directe negatieve effecten van grootschalige mijnbouwactiviteiten.

De realisatie van grootschalige energieopwekking brengt daarmee negatieve ecologische en sociale effecten met zich mee op andere plekken in de wereld. Naast deze effecten is geopolitieke afhankelijkheid van steeds groter belang. De productie en beschikbaarheid van kritische materialen zijn vaak geconcentreerd in een beperkt aantal landen, waardoor leveringsrisico's ontstaan en bepaalde grondstofrijke landen een sterke machtspositie kunnen verwerven.

Het is voor alle behandelde technologieën van belang om bij de transitie naar een duurzaam energiesysteem niet alleen te kijken naar de effecten binnen Nederland, maar ook naar de bredere sociale, ecologische en geopolitieke gevolgen van het internationale grondstoffengebruik.

3.6 Recycling van materialen

Recycling is in dit onderzoek niet direct beoordeeld, maar is wel een aandachtspunt voor de duurzaamheid van energie opwekkers. Recycling is indirect relevant: hoe beter materialen te hergebruiken zijn, hoe minder nieuw materiaal er nodig is voor de bouw van energie-installaties en hoe lager de milieudruk over de gehele levensduur van het systeem.

Materialen zoals staal en koper zijn goed en breed inzetbaar voor recycling en drukken daarmee het uiteindelijke materiaalverbruik van energie opwekkers als wind- en kernenergie. Beton, composieten en bepaalde batterijgrondstoffen zijn daarentegen lastiger te recycleren, wat de circulariteit van deze technologieën beperkt. Recycling beïnvloedt het materiaalgebruik aan de voorkant (voor aanleg) niet, maar verlaagt wel het netto materiaalverbruik over de hele levensduur van een installatie, vooral bij sloop en hergebruik van componenten.

Onderstaande tabel toont indicatief voor de verschillende energie opwekkers in hoeverre ze met de huidige technieken recyclebaar zijn:

	<u>Zonnepanelen</u>	<u>Windturbines</u>	<u>Kerncentrale</u>
Recyclebaarheid in relatie tot totale massa	96%	90%	90- <u>95%</u>

Bij de beoordeling van materiaalgebruik in dit onderzoek wordt gekeken naar het materiaalgebruik per opgewekte TWh ten opzichte van conventionele methoden. Voor conventionele methoden (zoals kolen en gas) is de input – met name fossiele brandstoffen – niet recyclebaar, waardoor een vergelijking op recyclebaarheid met duurzame energie opwekkers niet mogelijk is.

Het thema recyclebaarheid van materialen krijgt steeds meer aandacht in beleid en onderzoek, mede door het streven naar een circulaire economie. Naar verwachting zal de recyclebaarheid van energie opwekkers en ondersteunende installaties in de toekomst verder verbeteren door technologische innovatie en strengere regelgeving. Zo zijn er op Europees en nationaal niveau doelstellingen geformuleerd voor het verhogen van hergebruik en recyclingpercentages richting 2050.

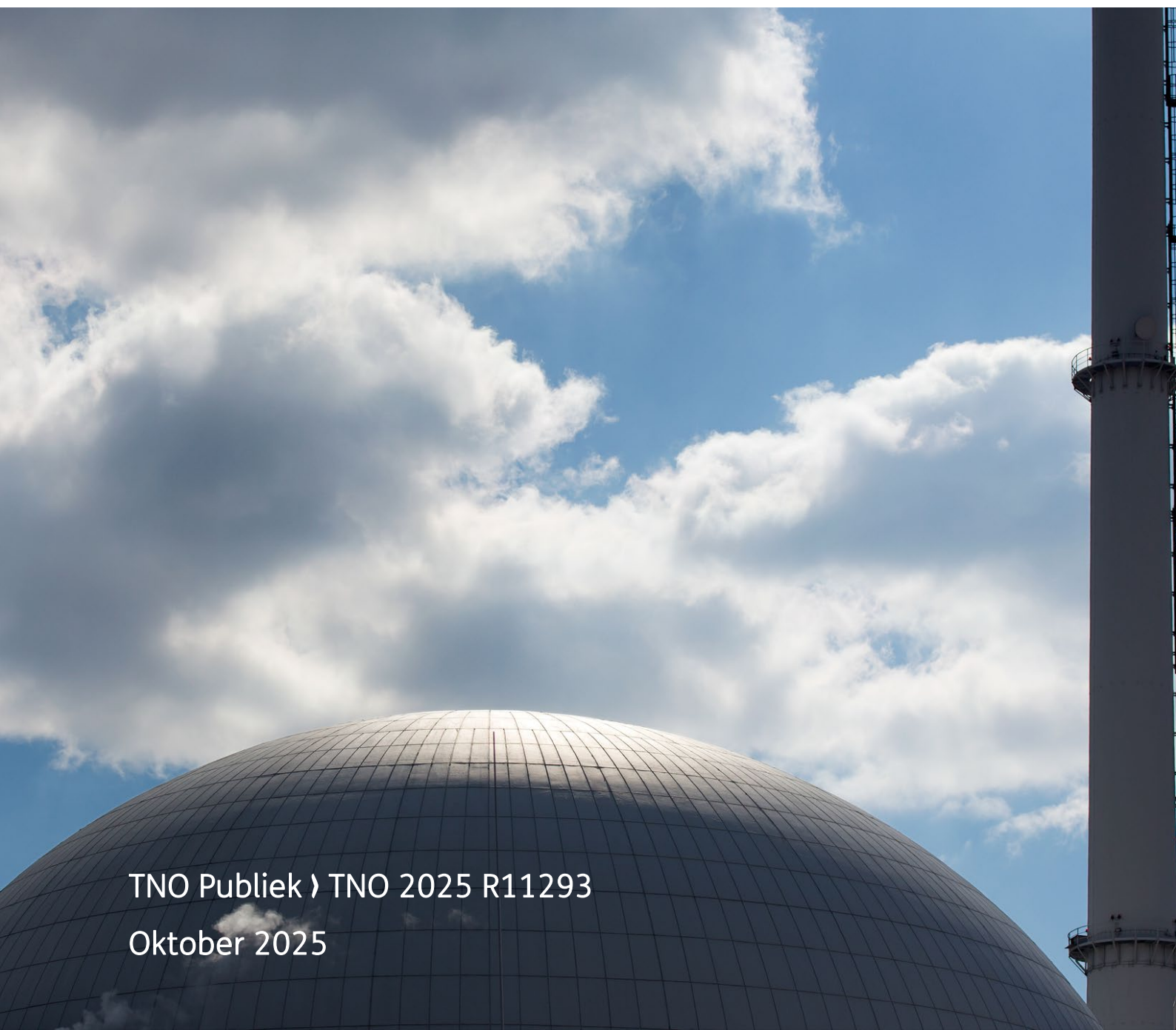
Er kan al veel recyclet worden bij deze duurzame energie opwekkers. Het is echter vaak nog niet commercieel rendabel waarom het nu nog niet volledig gebeurt in de percentages die hierboven beschreven zijn. Met nieuwe normen over circulariteit, stijgingen in grondstofprijzen en een grotere toevoer van installaties die het eind van de levenscyclus bereiken, is de verwachting dat dit wel meer gaat toenemen.

Systemkostenanalyse kernenergie

Impact van nieuwe kerncentrales op de kosten
van het energiesysteem

TNO Publiek › TNO 2025 R11293

Oktober 2025



TNO 2025 R11293 – Oktober 2025

Systeemkostenanalyse kernenergie

Impact van nieuwe kerncentrales op de kosten van het energiesysteem

Auteurs	Aart Kooiman, Rebeka Beres, Martin Scheepers, Noelia Martín Gregorio, Leonard Eblé (TNO) Rudi Hakvoort, Jos Meeuwsen (D-Cision)
Rubricering rapport	TNO Publiek
Aantal pagina's	142 (excl. voor- en achterblad)
Aantal bijlagen	4
Opdrachtgever	Ministerie van Klimaat en Groene Groei
Projectnaam	Systeemanalyse kernenergie
Projectnummer	060.63832

Alle rechten voorbehouden

Niets uit deze uitgave mag worden verveelvoudigd en/of openbaar gemaakt door middel van druk, fotokopie, microfilm of op welke andere wijze dan ook zonder voorafgaande schriftelijke toestemming van TNO.

© 2025 TNO

Inhoudsopgave

Management samenvatting	5
1 Inleiding.....	16
2 Onderzoeksopzet.....	18
2.1 Energiescenario's	18
2.2 Gebruikte energiemodellen	20
2.3 Inputparameters	21
2.4 Aanpak gevoeligheidsanalyses	29
2.5 Aanpak 'Overige systeemaspecten'	37
3 ADAPT en TRANSFORM met en zonder kernenergie	39
3.1 ADAPT	39
3.2 TRANSFORM.....	46
3.3 TRANSFORM – Minder competitief & import	53
4 Gevoeligheidsanalyse	59
4.1 Geen competitie tussen hernieuwbare energie en kernenergie	60
4.2 Gevoeligheidsanalyse meer of minder kerncentrales	61
4.3 Gevoeligheidsanalyses kerncentrales	63
4.4 Gevoeligheidsanalyses wind op zee	65
4.5 Gecombineerde gevoeligheidsanalyse wind op zee en kernenergie	67
4.6 Gevoeligheidsanalyses Flexibiliteit.....	70
4.7 Elektriciteitsinfrastructuur	71
4.8 Transitiestrategie buitenland	72
4.9 Industriële strategie buitenland.....	73
5 Overige systeemaspecten	75
5.1 Geopolitieke afhankelijkheid	75
5.2 Lang levend kernafval	76
5.3 Ruimtelijke voetafdruk.....	77
5.4 Veiligheid	78
5.5 Projectrisico's bouw kerncentrale	79
5.6 Draagvlak.....	79
5.7 Impact op elektriciteitsprijzen	81
5.8 Balanshandhaving en draaiende reserves.....	88
5.9 Kerncentrales 'achter de meter'	91
6 Discussie	92
6.1 Beleidsimplicaties van de resultaten	92
6.2 Elektriciteitsinfrastructuur	96
6.3 Handel in elektriciteit en waterstof	98
6.4 Methodologische beperkingen	101
7 Conclusies.....	103
Referenties.....	105

Bijlagen		
Bijlage A:	Energiemodellen	108
Bijlage B:	Parameters Energievraag	113
Bijlage C:	Energieprijzen	118
Bijlage D:	Watervalgrafieken uit hoofdstuk 3	119

Management samenvatting

Het Nederlandse kabinet heeft het voornemen de realisatie van nieuwe kerncentrales mogelijk te maken. Concreet gaat het daarbij om realisatie van vier grote kerncentrales met een vermogen tot 1,6 GW per stuk. Deze studie verkent scenario's waarin kernenergie wordt opgenomen in de elektriciteitsproductiemix en schat de impact op systeemkosten. Resultaten zijn scenario- en aannamengebaseerd en geen voorspellingen. De resultaten dienen als beleidsanalytische input onder de gehanteerde randvoorwaarden. Ten behoeve van deze studie wordt verondersteld dat de eerste twee kerncentrales in 2040 in bedrijf kunnen zijn en alle vier in 2050. Ten behoeve van verdere besluitvorming over overheidsondersteuning bij realisatie van deze kerncentrales heeft het ministerie van Klimaat en Groene Groei (KGG) behoefte aan inzicht in de impact die het opnemen van kernenergie in de elektriciteitsproductiemix heeft op de kosten van het energiesysteem.

De hoofdvraag is of een energiesysteem met kernenergie lagere systeemkosten kent dan een systeem zonder kernenergie. Daarbij wordt verondersteld dat beide systemen dezelfde hoeveelheid elektriciteit kunnen produceren, zodat directe concurrentie ontstaat. Op verzoek van het ministerie is dit zo gesimuleerd als een uitruil tussen wind op zee en kernenergie, omdat beide een grote (investerings)opgave kennen. In deze studie betekent meer ruimte voor de één een lager potentieel voor de ander. Deze uitruil is geïntroduceerd in drie verschillende scenario's, waarbij in alle scenario's dezelfde klimaatdoelen gehaald worden.

- **ADAPT** is een scenario waarin voortgebouwd wordt op de huidige leefstijl, industriële productie en economische structuur met relatief veel ruimte voor fossiele brandstoffen en CCS, en relatief weinig ruimte voor hernieuwbare opwek.
- **TRANSFORM** is een scenario gedreven door een sterk milieubewustzijn en gevoel van urgentie voor klimaatdoelen. Derhalve zijn hier leefstijlveranderingen, transformatie van de zware industrie, een relatief hoge penetratie hernieuwbare opwek en relatief lage penetratie van CCS aangenomen.
- **TRANSFORM – Minder Competitief & Import** is een variant van het TRANSFORM-scenario waarin wordt uitgegaan van een verdere krimp van de zware industrie¹ in Nederland. In dit scenario produceert de basisindustrie tot 50% minder en wordt het toegestaan om halffabricaten te importeren in plaats van deze binnenlands te produceren uit primaire grondstoffen.

De kwalificaties zijn modelaannames om bandbreedtes te verkennen, ze impliceren geen voorkeur of prognose.

Naast het bepalen van de systeemkosten onderzoeken we welke factoren bepalend zijn voor de kosten en onzekerheden van een energiesysteem met of zonder kernenergie. In deze studie hebben we een aantal gevoeligheids- en what-if-analyses uitgevoerd. Onderstaande gevoeligheidsanalyse omvat onder meer²:

¹ Onder de zware industrie wordt in de context van deze studie de staalproductie, kunstmestproductie, raffinaderijen/brandstoffenproductie en organische basischemie verstaan.

² Selectie van analyses. Totaal staat benoemd in paragraaf 2.4, maar omvatten hiernaast het isoleren van het effect van SMR's, het toevoegen van minder of meer dan 4 kerncentrales, een lager potentieel voor wind op zee in 2035, gevoeligheid voor flexibiliteitstechnieken, het bouwen van kerncentrales in het binnenland, en een andere industriële of energietransitiestrategie in het buitenland

- **Geen competitie tussen wind op zee en kernenergie.** De potentiëlen van beide technologieën worden gedreven door andere factoren. Windenergie concurreert om ruimte met natuur, scheepvaart en visserij. Kernenergie kent beperkingen rond geschikte bouwlocaties, bouwtijd en financiering. Het één hoeft het ander dus niet uit te sluiten. In de gevoeligheidsanalyse is daarom verondersteld dat beide potentiëlen beschikbaar zijn.
- **Hogere investeringskosten en langere bouwtijd voor kernenergie.** Kerncentrales zijn in de westerse wereld complexe projecten. Historisch gezien leiden onder meer de vergunningsverlening en de technische complexiteit vaak tot vertragingen en kostenoverschrijdingen. Ook bij de bouw van de Sizewell-C centrale is recent bijna een verdubbeling van de investeringskosten geraamd (van 20 mld.£ naar 38 mld.£ - 11.875 £/kW) (Clun & Issimdar, 2025). In de gevoeligheidsanalyses is daarom gerekend met een verdubbeling van de investeringskosten (van 7.100 naar 14.200€/kW) en een vertraging van vijf jaar in de bouwtijd.
- **Hogere investeringskosten voor infrastructuur.** Netbeheerders krijgen steeds scherper zicht op de kosten van uitbreiding en versterking van het elektriciteitsnet. In de afgelopen jaren zijn de ramingen in opeenvolgende studies voortdurend naar boven bijgesteld. In het meest recente IBO-rapport (OpenOverheid.nl, 2024) wordt de benodigde investering tot 2040 geraamd op cumulatief 195 miljard euro. De modelwerkelijkheid waarmee de scenario's zijn doorerekend sluit hier nog niet goed op aan. Daarom is in een gevoeligheidsanalyse gerekend met hogere investeringskentallen in een poging deze realiteit beter te benaderen.
- **Herijkte parameters voor wind op zee.** In het afgelopen decennium zijn de kosten van wind op zee gedaald, maar recent worden weer kostenstijgingen waargenomen. Dit komt door technische tegenvallers en hogere materiaalkosten. Daarnaast wordt steeds duidelijker dat zog-effecten (de verstoring van de windstroming van de ene windturbine op de andere, en tussen windparken) de energetische opbrengst verlagen. Ook de hiervoor benoemde hogere netkosten kunnen wind op zee minder aantrekkelijk maken. In een what-if-scenario is daarom gerekend met een combinatie van hogere investeringskosten, lagere energetische efficiëntie en hogere netkosten.

Deze gevoeligheidsanalyses zijn uitgevoerd op een of meerdere van de scenario's.

Een bouwsteen voor beleidskeuzes: systeembrede kosten, geen totaalbeeld

Dit onderzoek kan goed gebruikt worden als systeembrede vergelijking ten behoeve van beleidsverkenning. In dit onderzoek beperken we ons daarom tot de systeemkosten: de totale kosten die gemaakt worden voor het Nederlandse energiesysteem. Dit is een nuttige maat om te beoordelen wat de impact is op de totale betaalbaarheid van het energiesysteem.

Tegelijkertijd heeft deze benadering duidelijke beperkingen:

- **Geen beoordeling ten behoeve van investeringsbeslissingen.** Systeemkosten geven slechts inzicht in de totale kosten, maar niet in de verdeling ervan over huishoudens, bedrijven, industrie en overheid. Dit onderscheid is essentieel, vooral met het oog op de financiering van kernenergie, die aanzienlijke publieke steun vereist. Private partijen zijn doorgaans terughoudend om te investeren in activa met een levensduur van 25 tot 50 jaar. Bovendien beïnvloeden kerncentrales de businesscase van andere investeringen in de

energiewaardenketen. Voor investeringsbeslissingen zijn daarom specifieke businesscase-analyses nodig — iets wat deze studie nadrukkelijk niet beoogt te zijn.

- **Geen volledige maatschappelijke kosten-baten analyse (MKBA).** Externaliteiten en maatschappelijke baten zijn niet meegenomen. Daarmee kunnen we geen uitspraak doen of eventuele extra systeemkosten opwegen tegen bredere maatschappelijke baten. Wel zetten we in het kader hierna deze studie in context van andere maatschappelijke voor- en nadelen.

Systeemkosten in perspectief: één van de puzzelstukjes in besluitvorming over nieuwe kerncentrales

Dit onderzoek beschouwt één van de puzzelstukjes in de keuze voor kernenergie. Eerdergenoemde besluitvorming vraagt om een veel breder perspectief. Om dit perspectief te schetsen, is in het kader van deze studie een inventarisatie gedaan van andere systeemaspecten die essentieel zijn om te beschouwen bij dergelijke besluitvorming. Deze inventarisatie is tot stand gekomen op basis van elementen die momenteel centraal staan in beleidsdiscussies en -analyses, opgehaald in een workshop met beleidsmakers en aangevuld met een beknopte literatuurstudie om het beeld te completeren. Deze inventarisatie heeft geen nieuwe kennis opgeleverd en is ook niet de focus van deze studie geweest, maar dient er puur toe om de resultaten van dit onderzoek binnen de juiste context te plaatsen. Dit levert een beeld op van maatschappelijke voor- en nadelen, die de politieke besluitvorming kunnen ondersteunen, zonder dat daarbij een weging wordt gemaakt tussen deze voor- en nadelen.

Een van de belangrijke maatschappelijke voordelen van extra kerncentrales in Nederland is diversificatie, en dus spreiding van risico's (bijv. geopolitiek en financieel). Het gaat hier bijvoorbeeld om diversificatie van de elektriciteitsmix, waardoor deze op meer verschillende energiebronnen en technologieën leunt. Kernenergie heeft unieke geopolitieke en financiële risico's, welke bijvoorbeeld anders zijn bij wind en zon. Ook heeft kernenergie een andere mondiale waardeketen dan hernieuwbare energie. Zo is kernenergie afhankelijk van andere materialen dan hernieuwbare elektriciteit. Al met al worden de financiële- en haalbaarheidsrisico's (bijv. geopolitiek en financieel) daarmee gespreid en de (geopolitieke) afhankelijkheid verkleind door kernenergie toe te voegen. Diversificatie verkleint daarmee de relatieve afhankelijkheid van één specifieke waardeketen, ook al blijven er binnen elke afzonderlijke keten buitenlandse invloeden bestaan. Een ander voordeel is dat kernenergie een kleinere ruimtelijke voetafdruk heeft dan zon en wind. Daarnaast is kernenergie niet weersafhankelijk. Daardoor heeft een energiesysteem met kernenergie in principe minder aanvullende inzet van flexibiliteitsopties nodig, zoals energieopslag (bijvoorbeeld batterijen) of waterstofgebruik in gascentrales voor piekproductie, evenals interconnectie en vraagrespons.³

Een nadeel is dat kerncentrales nucleair afval produceren, waarvan een deel langlevend is en vele generaties zal bestaan. Daarnaast is het risico van een nucleair ongeluk en/of een aanval op de nucleaire installaties niet uit te sluiten. Ook vraagt het neerzetten van een kerncentrale dat de overheid zelf grote financiële risico's op zich neemt. Het zijn grote projecten, en uit voorgaande ervaringen in de westerse wereld is gebleken dat het projectrisico reëel is, en kan leiden tot zowel kostenoverschrijdingen als vertraging totdat de kerncentrale operationeel is. Kerncentrales zijn mede hierdoor maar deels privaat financierbaar. Om deze projecten financierbaar te maken is altijd een grote publieke financieringscomponent nodig. Tot slot is de kennis en kunde die nodig is om een kerncentrale te bouwen en daarna te opereren, maar beperkt in Nederland of bij Nederlandse bedrijven aanwezig. Dit maakt de investering economisch minder aantrekkelijk, omdat een groot deel van de miljardeninvesteringen naar het buitenland verdwijnt.

³ Kerncentrales worden wereldwijd doorgaans als baseload ingezet. Bij een hoge penetratie van hernieuwbare energie leidt dit tot extra flexibiliteitsbehoefte vanwege gelijktijdige overschotten van zon en wind. Dit creëert prikkels om kerncentrales flexibeler te opereren. Hoewel dit technisch mogelijk is, gaat het ten koste van de economische efficiëntie. Daarom worden kerncentrales in veel modellen als baseload gemodelleerd; in deze studie is rekening gehouden met de inpassing naast andere bronnen.

Het effect op systeemkosten moet in deze context worden gezien. Als je een energiesysteem met en zonder kernenergie vergelijkt, hebben beide opties voor- en nadelen. Er is geen heilige graal, en het is en blijft een politieke keuze hoe systeemkosteneffecten uit dit rapport worden gewogen in het totale perspectief van bovenstaande voor- en nadelen.

Met de modellen OPERA en COMPETES-TNO is de analyse gestoeld op eerder opgebouwde kennis en ervaring

Tegelijkertijd met deze studie verschijnt een aparte publicatie (TNO & NRG, 2025) over de integratie van kernenergie in het energiesysteem. De beide onderzoeken hebben een ander onderzoeksdoel en andere onderzoeksvragen. Bovengenoemde publicatie richt zich op de impact van kernenergie op het energiesysteem en de energiemarkt, met aandacht voor onder meer de energiebalans, het opgestelde vermogen en de brandstofcyclus. Dit voorliggende onderzoek richt zich specifiek op de systeemkosten. Zowel voor de beantwoording van de verschillende onderzoeksvragen als om zo nauw mogelijk aan te sluiten bij de meest actuele beleidspraktijk zijn grotendeels andere modelruns en aannames gebruikt. De resultaten zijn hierdoor niet één-op-één vergelijkbaar. De datum van publicatie is echter in lijn met elkaar gebracht om te kunnen toetsen of het resulterende beeld consistent is. Dit is het geval: hoewel de studies getalsmatig afwijken liggen de uitkomsten in elkaars verlengde en vullen inzichten uit beide studies elkaar aan.

Voor het kwantificeren van systeemkosteneffecten hebben we gebruik gemaakt van twee complementaire modellen. In de basis zijn beide modellen optimalisatiemodellen. Zij optimaliseren het energiesysteem zodat deze aan alle gestelde randvoorwaarden voldoet én daarbij de laagst mogelijke systeemkosten hebben.

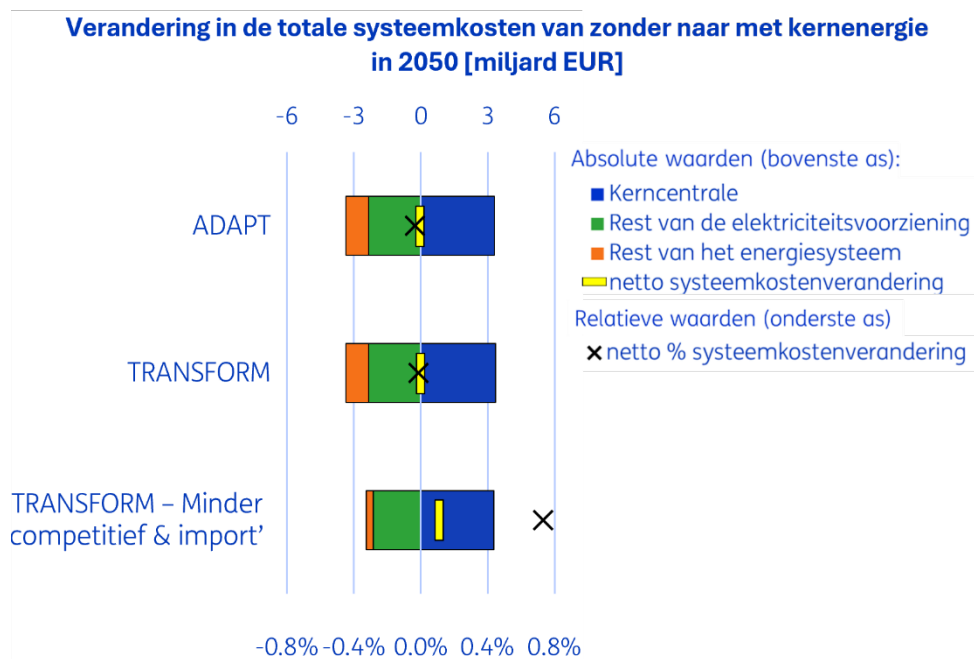
De kern van de analyse is gedaan met OPERA. De geografische focus van OPERA is het Nederlandse energiesysteem. Bijzonder aan OPERA is het hoge detailniveau aan technieken in het model. Op basis van invoerparameters, zoals het aantal woningen en het aantal voertuigkilometers, berekent OPERA de energievraag. Daarbij kunnen maatregelen aan de vraagzijde (zoals isolatie of elektrificatie) als optie gekozen worden. Daarnaast berekent OPERA de inzet van primaire energiebronnen en brengt het de omvang van de verschillende waardeketens in kaart, zoals elektriciteit, warmte en waterstof.

COMPETES-TNO is een Europees marktmodel, en is binnen deze studie gebruikt om de handel in elektriciteit en waterstof met het buitenland te simuleren. Dit is belangrijk, omdat het Nederlandse energiesysteem sterk verbonden is met andere landen. De handelsprijzen en -volumes met omliggende landen zijn berekend voor de scenario's ADAPT, TRANSFORM en TRANSFORM – Minder Competitief & Import. Dit is alleen gedaan voor een selectie van gevoeligheidsanalyses waarbij dit van specifiek belang was, zoals die gericht op de invloed van het buitenland (bijvoorbeeld een afwijkende industriële strategie of energietransitieaanpak in het buitenland).

Resultaten

De belangrijkste inzichten uit het onderzoek zijn hieronder samengevat. De bevindingen uit de scenario's ADAPT en TRANSFORM – beide met een relatief grote energievraag vanuit de industrie – blijken grotendeels overeen te komen. We presenteren deze daarom gezamenlijk. Vervolgens bespreken we de resultaten van het scenario TRANSFORM – Minder Competitief & Import waarbij de industriële vraag lager ligt. Tot

slot gaan we in op enkele aanvullende inzichten: de ontwikkeling van elektriciteitsprijzen, de gevolgen van het loslaten van productieplafonds en een belangrijke discussie over de interpretatie van infrastructuurresultaten. Alle resultaten worden gepresenteerd in jaarlijkse kosten. Deze omvatten alle kosten, zoals brandstofkosten, onderhoudskosten en investeringslasten. Investeringslasten worden hierin teruggerekend naar een jaarlijkse kapitaalslast⁴. Alle gerapporteerde kosten zijn reële prijzen met als basisjaar 2024.



Figuur S.1: Tornadografiëk van de verandering in totale energiesysteemkosten door het toevoegen van 4 kerncentrales aan het scenario zonder kernenergie in 2050. Drie toekomstige scenario's voor Nederland: ADAPT (onder meer: meer fossiel en groter CCS-potentieel, grotere zware industrie, voortzetting huidige leefstijl), TRANSFORM (meer hernieuwbaar, strikter in gebruik fossiel en CCS, iets kleinere industrie) en TRANSFORM – Minder competitief & meer import (industriële productie staal, chemie, raffinage en kunstmest daalt met ca. 50%, import van halffabricaten toegestaan).

Resultaten ADAPT en TRANSFORM (relatief grote industriële productie)

Er is er geen duidelijke winnaar: kernenergie en wind op zee zijn in deze scenario's wat betreft systeemkosten inwisselbaar

De competitie tussen kernenergie en wind op zee levert geen significante verschuiving van de systeemkosten op. Bij een pure vergelijking tussen een systeem met kernenergie en een systeem met wind op zee bedraagt het verschil in 2050 respectievelijk 18 en 52 mln.€/jaar (ADAPT/TRANSFORM; zie de bovenste twee staven in Figuur S.1). Relatief gezien komt dit overeen met een verschil van 0,01% tot 0,04% – niet onderscheidend met het oog op de onzekerheden binnen deze studie.

⁴ Hoewel leningen niet expliciet worden meegenomen, is het effect hetzelfde alsof voor de investering een lening is aangegaan tegen een maatschappelijke rente van 2,25%. Deze investering heeft na dit zichtjaar zowel een restwaarde als een resterende lening ter grootte van de restwaarde. In de context van deze studie zullen kerncentrales in 2050 een hogere resterende levensduur hebben dan bijvoorbeeld windmolens op zee, maar daardoor ook nog een langere periode hebben waarover de initiële investeringen nog terugbetaald moeten worden.

Opnemen van kernenergie in de elektriciteitsproductie zorgt voor een verplaatsing van kosten naar het elektriciteitssysteem

Door het opnemen van kernenergie wordt een groter deel van de systeemkosten bepaald door het elektriciteitssysteem⁵. Als er vier kerncentrales gebouwd worden, leidt dit tot 3,3 mld.€/jaar aan kosten. Als tegenhanger hiervan worden er minder investeringen gedaan in windturbines op zee, opslag en elektrische infrastructuur. Het netto effect zijn additionele kosten in de elektriciteitsketen. In 2050 nemen de kosten van het elektriciteitssysteem netto toe met 1,0/1,0 mld.€/jaar, ongeveer 1% van de totale systeemkosten (ADAPT/TRANSFORM; optelsom van blauw en groen in figuur 1.1)⁶. Veranderingen in hoe de elektriciteit wordt gebruikt, en hoe de rest van het energiesysteem wordt ingericht hebben een bijna precies even groot, maar tegengesteld effect (oranje in figuur 1.1). Dit komt doordat het model een optimalisatie uitvoert: kernenergie levert elektriciteit op momenten die het meest gunstiger zijn voor het totale systeem dan wind op zee, waardoor deze efficiënt kan worden ingezet. Deze effecten bestaan onder meer uit veranderingen in de handel in energie (zowel prijs als volume), besparings- en elektrificatiemaatregelen als elektrisch vervoer, warmtepompen en verdergaande isolatiemaatregelen, en een ander gebruik van aardgas (incl. (vermeden) infrastructuraanpassingen). Al met al hangt de precieze systeemrespons sterk samen met de scenariowereld – met zelfs tegengestelde effecten tussen ADAPT en TRANSFORM –, maar levert het in beide scenario's dus een marginaal voordeel op in het voordeel van het systeem met kernenergie.

Beschikbaarheid van additioneel productiepotentieel voor elektriciteit is zeer wenselijk

Binnen ADAPT en TRANSFORM zit het energiesysteem op de limiet van hoeveel productiepotentieel er beschikbaar is om het energiesysteem te laten werken. Er is in deze scenario's relatief veel energievraag voor de hoeveelheid duurzame productiemiddelen die het model tot zijn beschikking heeft.⁷ Het verder weghalen van productiecapaciteit dwingt het model zeer kostbare technologieën te selecteren om het systeem nog energie-efficiënter te maken. Daarentegen biedt het toevoegen van additionele productiecapaciteit de flexibiliteit om goedkopere, minder efficiënte technologieën te selecteren. Dit effect is niet specifiek voor kernenergie, maar treedt ook op bij het toevoegen van extra wind-op-zee-potentieel. Het gaat hier dus niet om een bijzondere uitkomst voor kernenergie, maar in algemene zin om het toevoegen van productiepotentieel voor CO₂-vrije elektriciteitsproductie.

Dit effect zien wij bij een aantal van de gevoeligheidsanalyses die we gedaan hebben:

- In het bijzonder geldt dit voor ADAPT in 2050. Het weghalen van het potentieel van 1 kerncentrale leidt tot 4,4 mld.€/jaar aan hogere systeemkosten en het weghalen van het potentieel voor 2 kerncentrales leidt zelfs tot 6,7 mld.€/jaar aan hogere systeemkosten.
- Toevoegen van 2,1 GW potentie voor small modular reactors (SMR) aan het systeem zonder kernenergie levert lagere systeemkosten van 1,3/0,9 mld.€/jaar op (ADAPT/TRANSFORM in 2050).

⁵ Elektriciteitssysteem is hier gedefinieerd als de technologie voor opwek, opslag, transport en distributie van elektriciteit. Import, export en andere flexibiliteitstechnieken zoals elektrolyse vallen onder de rest van het energiesysteem.

⁶ Alle genoemde bedragen in dit rapport zijn netto lasten voor het gehele systeem, en doen derhalve geen uitspraak over tariefimpact of verdeling van kosten over ketenpartijen

⁷ Dit blijkt in het model doordat al het beschikbare potentieel voor elektriciteitsopwekking (zoals wind, zon en kernenergie) volledig wordt benut. Daarbij wordt – zeker bij hernieuwbare bronnen – ook de benodigde inpassing gemodelleerd om vraag en aanbod in balans te houden, onder meer via opslag, vraagrespons en andere flexibiliteitsopties.

- Als uitgangspunt voor de basisberekeningen in het model geldt dat bij het toevoegen van 6 GW kernenergie het wind-op-zee-potentieel in het referentiescenario met 9,5 GW wordt verlaagd. Als het wind-op-zee-vermogen niet wordt bijgesteld, dus wanneer zowel de 6 GW kernenergie als de volledige 9,5 GW wind-op-zee beschikbaar zijn, leidt dit tot lagere systeemkosten van 1,1/1,3 mld.€/jaar (ADAPT/TRANSFORM in 2050).

Robuustheid onder ongunstige aannames, systeemrespons en meerkosten

We hebben een gevoeligheidsanalyse gedaan naar de verdubbeling van investeringskosten van grote kerncentrales – van 7.100€/kW naar 14.200€/kW. Dit leidt ertoe dat kernenergie bij de kostenoptimalisatie in zowel ADAPT als TRANSFORM in 2040 niet geselecteerd wordt, en bij TRANSFORM alleen voor een deel van het potentieel in 2050. De additionele systeemkosten in 2040 zijn 0,2/0,5 mld.€/jaar en 2,1/1,5 mld.€/jaar in 2050 (ADAPT/TRANSFORM). Het effect van een hogere WACC⁸ (6,5% i.p.v. 2,25%) is identiek hieraan.

Interessant is dat wanneer kernenergie ondanks de hogere kosten wordt geforceerd (d.w.z. niet door het model wordt geselecteerd maar als randvoorwaarde wordt meegegeven), dit uiteindelijk leidt tot circa 1,2 mld.€/jaar⁹ aan hogere kosten in 2050. Afhankelijk van het scenario resulteert dit in óf een vrijwel gelijke technologiemix, óf in een iets andere mix met zeer vergelijkbare systeemkosten. Dit laat zien dat de rol van kernenergie robuust is: zelfs bij ongunstige kostenaannames blijft de totale systeemconfiguratie nagenoeg gelijk, en blijven de meerkosten beperkt.

Hiernaast hebben we een gevoeligheidsanalyse uitgevoerd waarbij de bouwtijd uitloopt. Daarbij is aangenomen dat hierdoor in zowel 2040 als in 2050 één centrale minder beschikbaar is, én dat de kapitaalslasten hoger worden door opgelopen financieringslasten. De systeemkosten worden hierdoor in 2040 0,1/0,2 mld.€/jaar (ADAPT/TRANSFORM) hoger en 0,4 mld.€/jaar (TRANSFORM) hoger in 2050. Het grootste deel hiervan wordt verklaard door de meerkosten van de kerncentrales, en niet door de aanpassing aan het systeem. Zoals benoemd in de bevindingen hierboven was het ADAPT-scenario in 2050 zeer gevoelig voor het weghalen van één kerncentrale – hetgeen leidde tot 4,5 mld.€/jaar aan hogere systeemkosten.

Ook de rol van wind op zee is robuust bij herijking van aannames wind op zee

We hebben een gevoeligheidsanalyse uitgevoerd waarbij we zowel de investeringskosten van wind op zee verhogen van ca. 2.000 naar 2.900€/kW, als de capaciteitsfactor verlagen van 57% naar 47% én het offshore elektriciteitsnet 3,5 keer duurder maken (in lijn met de eerder beschreven gevoeligheidsanalyse). In de basisscenario's van ADAPT en TRANSFORM leidt dit er niet toe dat er minder wind op zee wordt gekozen. Wel zorgt dit voor een verhoging van de systeemkosten van 10,3 mld.€/jaar (TRANSFORM). Daarvan is 3,1 mld.€/jaar toe te schrijven aan het verhogen van de investeringskosten en de offshore infrastructuur. De overige 7,2 mld.€/jaar is toe

⁸ WACC staat voor Weighted Average Cost of Capital en wordt gebruikt door private investeerders om investeringsbeslissingen te beoordelen. Voor de berekening van nationale systeemkosten wordt in deze studie een discontovoet van 2,25% gehanteerd.

⁹ De additionele systeemkosten bij het geforceerd kiezen voor kernenergie zijn lager dan in het geval dat kernenergie niet wordt gekozen. Dit lijkt tegenintuïtief, maar komt voort uit de myopische aanpak van het model, dat optimaliseert per zichtjaar. In het scenario zonder kernenergie worden in 2040 investeringen gedaan, bijvoorbeeld in aardgascentrales, die in 2050 grotendeels niet meer worden benut. Deze investeringen dragen wel bij aan hogere systeemkosten op langere termijn.

te schrijven aan de respons van het systeem op het verminderde opwekpotentieel door de lagere capaciteitsfactor.

Ook de gevoeligheidsanalyse rond flexibiliteit geeft een robuust beeld over de inzet van wind op zee en kernenergie

We hebben een gevoeligheidsanalyse uitgevoerd naar de kosten van flexibiliteit, waarbij de kosten van flexibiliteitstechnologieën in 2050 met 50% zijn verhoogd of verlaagd. Voor de industrie geldt bovendien dat het model de optie heeft om productiecapaciteit te overdimensioneren, zodat deze flexibel kan draaien. In deze what-if-analyse is die mogelijkheid met dezelfde bandbreedte ($\pm 50\%$) verruimd of juist beperkt.

We zien geen verandering in de opgestelde vermogens wind op zee of kernenergie. Het grootste deel van de verandering in de systeemkosten komt door het variëren van de kostenkanten. We zien in 2050 de systeemkosten variëren van -1,8 tot +1,4 mld.€/jaar bij ADAPT en -2,5 tot +2,1 mld.€/jaar bij TRANSFORM. De respons van het energiesysteem is verantwoordelijk voor een verandering van de systeemkosten van -0,9 tot +0,7 mld.€/jaar bij ADAPT en -0,8 tot +0,2 mld.€/jaar bij TRANSFORM.

Resultaten TRANSFORM – Minder Competitief & Import (relatief kleine industriële productie)

Het beperken van industriële productie leidt tot meer vrijheden om het systeem in te richten

We hebben de industrievariant van het scenario TRANSFORM doorgerekend, met een lagere productie van de zware industrie en een grotere import van halffabricaten ('Minder competitief & import'). Dit is relevant omdat in de basisvarianten ADAPT en TRANSFORM de industriële productie gelijk blijft en geen netto-import is toegestaan. Nederland moet in die scenario's dus alle benodigde energie zelf produceren, wat grote druk legt op de beschikbare energiebronnen. In de industrievariant daarentegen wordt uitgegaan van een kleinere industrie en wél de mogelijkheid tot import, waardoor het model meer vrijheden krijgt in de inrichting van het energiesysteem.

De keuze voor kernenergie leidt in deze variant tot 0,8 mld.€/jaar aan additionele systeemkosten

In TRANSFORM – Minder Competitief & import wordt er zowel minder wind op zee opgesteld (41 i.p.v. 61 GW t.o.v. het basisscenario) en worden er geen kerncentrales gebouwd. Wanneer het model als randvoorwaarde wordt meegegeven dat de kerncentrales wel gebouwd worden, verlaagt dit het opgestelde wind op zee vermogen naar 33 GW en verhoogt dit de systeemkosten met 0,8 mld.€/jaar in 2050 – oftewel 0,7% van de totale systeemkosten. In dit scenario is het model niet beperkt door de beschikbare productiecapaciteit, en wordt het volledige opwekpotentieel van bijvoorbeeld wind-op-zee of kernenergie niet benut. Onder deze omstandigheden leidt de inzet van wind op zee tot zichtbaar lagere totale systeemkosten dan een scenario waarin ook kernenergie wordt ingezet.

De gevoeligheidsanalyses 'herijking wind op zee' en 'investeringskosten kernenergie' laten zien dat de opgestelde vermogens in dit scenario sterk afhangen van de gemaakte aannames

Bij de variant met een kleinere productie van de zware industrie in Nederland zien we dat door het verhogen van de kosten van wind op zee kernenergie wordt verkozen boven wind op zee. In 2050 leidt dit ertoe dat het opgestelde vermogen wind op zee afneemt van 41 naar 12 GW, en in plaats daarvan worden voor 6 GW aan kerncentrales gebouwd. De kosten stijgen met 3,2 mld.€/jaar, wat voor 24% is toe te schrijven aan het verhogen van de investeringskosten en voor 76% aan de andere inrichting van het

energiesysteem. Binnen deze variant zijn ook de kosten van de kerncentrale verdubbeld. In 2050 stijgt het opgestelde vermogen wind op zee naar 14 GW en kernenergie daalt naar 2,1 GW. Dit staat in scherp contrast met de scenario's ADAPT en TRANSFORM, waar de opgestelde vermogens juist robuust bleken voor dezelfde gevoeligheidsanalyses. Het verschil komt doordat het model in de industrievariant meer vrijheid heeft om tussen technologieën te kiezen, omdat het minder elektriciteitsvraag kent.

Extra inzicht: Het effect van kernenergie op elektriciteitsprijzen verschilt per scenario

In deze paragraaf presenteren we een andere type analyse dan bij de voorgaande resultaten: hier worden elektriciteitsprijzen bekeken in plaats van totale systeemkosten. Deze elektriciteitsprijzen zijn verkregen in de modelleringscontext van een markt die uitsluitend op energie is gericht (energy-only markt), en weerspiegelt de Day-ahead-marktprijzen. De analyse richt zich op het effect van kernenergie op de prijsprofielen en gaat niet in op de winstgevendheid van de technologie, noch bepaalt zij de impact op de eindverbruikers.

Deze analyse is uitgevoerd op een beperkt deel van de modelruns, waardoor de conclusies over effecten op prijzen minder generiek zijn en sterk afhankelijk van aannames over flexibiliteit, de verhouding kern, wind en zon in binnen- en buitenland, en specifieke uren met extreem hoge of lage prijzen. De flexibiliteit die piekcentrales, zoals waterstofturbines, bieden, is bijvoorbeeld niet nodig als er kernenergie beschikbaar is, wat van invloed is op de elektriciteitsprijzprofielen. Belangrijk om te vermelden is dat de analyse gevoelig is voor een beperkt aantal uren met extreem hoge prijzen. Bovendien ontbreekt de weergave van negatieve prijzen. Daarom moet bij de interpretatie van de resultaten rekening worden gehouden met deze methodologische onzekerheid.

In de resultaten die binnen deze studie zijn uitgevoerd, beïnvloedt het toevoegen van kernenergie de elektriciteitsprijzen op twee manieren. Ten eerste leidt het tot minder uren met extreem lage prijzen. Normaal gesproken worden in deze uren de prijzen bepaald door wind- en zonne-energie, maar met kernenergie en minder wind en zon komen deze bijna-nulprijzen minder vaak voor. Kernenergie wordt dan de prijsbepalende bron (tussen 4 en 9% van de uren van het jaar, afhankelijk van het scenario). Ten tweede helpt kernenergie hoge elektriciteitsprijzen te dempen, doordat technologieën met hogere marginale kosten van productie - zoals gas- of waterstofturbines - worden verdrongen. Hierdoor nemen de piekprijzen in het systeem af.

Het netto-effect verschilt per scenario. In het TRANSFORM-scenario leidt de toevoeging van vier kerncentrales tot een gemiddelde prijsstijging van ongeveer € 4/MWh ten opzichte van de € 42/MWh in het scenario zonder kernenergie, als gevolg van deze vervanging van goedkopere bronnen zoals wind en zon¹⁰. In ADAPT en in de industrievariant overheerst daarentegen het prijsverlagende effect, met een daling van ongeveer € 1/MWh ten opzichte van respectievelijk € 56/MWh en € 50/MWh in het scenario zonder kernenergie. Het toevoegen van twee extra kerncentrales bovenop de geplande twee verlaagt de capture prijs voor kerncentrales zelf - de jaargemiddelde prijs voor de door kerncentrales geproduceerde elektriciteit - met circa 7€/MWh in TRANSFORM en circa 4€/MWh in ADAPT.

¹⁰ Merk de eerder genoemde methodologische beperkingen op: zoals zonder inachtnaam van negatieve prijzen en met gevoeligheid voor enkele uren met extreem hoge prijzen

Het beschreven nucleaire effect leidt ook tot een lagere waargenomen prijsvolatiliteit: een vlakker prijsverloop met minder extremen. Het is belangrijk te benadrukken dat dit effect optreedt wanneer kernenergie zich gedraagt als een lastvolgende technologie en reageert op gebeurtenissen waarbij er een overschot aan hernieuwbare energie is door de productie ervan te verlagen.

Zoals ook blijkt uit de W+B-studie¹¹, benadrukt dat beleidskeuzes over kernenergie in omliggende landen, zoals Duitsland, België, Frankrijk en het Verenigd Koninkrijk, een grote invloed hebben op de Nederlandse elektriciteitsprijzen. De W+B-studie houdt rekening met die onzekerheid door twee mogelijke Europese toekomstbeelden te analyseren, gebaseerd op de ENTSO-E TYNDP 2022- en TYNDP 2024-scenario's. Specifieke beleidsbeslissingen over kernenergie in buurlanden zijn hierbij echter niet expliciet meegenomen, terwijl dergelijke keuzes wel een aanzienlijke invloed kunnen hebben op de grensoverschrijdende elektriciteitshandel en de Nederlandse elektriciteitsprijzen.

Methodologische beperking: Voordelen voor de elektriciteitsinfrastructuur zijn met de huidige versie van het model niet valide te analyseren

Een relevante vraag is wat de impact is van het toevoegen van kernenergie op de kosten voor elektriciteitsinfrastructuur. Het is voorstelbaar dat - doordat kernenergie op land wordt geproduceerd en door het vlakkere elektriciteitsproductieprofiel - er een kostenvoordeel ontstaat in de verzwarende van de elektriciteitsinfrastructuur ten opzichte van het systeem zonder kernenergie met extra wind op zee. Deze vraag is onderzocht, maar we hebben geconcludeerd dat het OPERA-model op dit moment niet geschikt is om daar uitspraken over te doen.

In OPERA zit een beperkte netwerktopologie met 14 regio's (7 onshore, 7 offshore). Uit een vergelijking met de resultaten van het IBO (Tweede Kamer, 2025) is gebleken dat de netwerkkosten in OPERA circa 4,5 keer lager liggen. Dit ligt niet aan de gebruikte kostenparameters, maar aan de modellering zelf en heeft verbetering van het model. Er loopt een project van TNO en PBL om de netwerkberekeningen in OPERA te verbeteren. Daarnaast is er ook behoefte aan een model met een gedetailleerdere topologie, zodat de impact van keuzes op elektriciteitsinfrastructuur en strategieën om hier kostenvoordelen te behalen kunnen worden onderzocht. TNO heeft het ontwikkelen van een dergelijke functionaliteit voor de Nederlandse kennisbasis toegevoegd aan haar modellenstrategie.

Om toch een indicatie te geven van de mogelijke impact: wanneer de netwerkkosten op zee in lijn zouden liggen met de IBO-inschattingen, zou dit bij circa 9,5 GW windenergie neerkomen op een orde van grootte van 400 mln.€/jaar. Op basis van eerdere modelresultaten waarbij de kosten voor wind op zee zijn verhoogd, is te verwachten we dat de resultaten voor de scenario's ADAPT en TRANSFORM robuust zijn tegen dit effect. Voor het scenario TRANSFORM – Minder Competitief & Import zou de verhouding tussen de inzet van wind op zee en kernenergie wel gevoelig kunnen zijn voor een dergelijke variatie.

Concluderend

De analyses laten zien dat de robuustheid van kernenergie en wind op zee sterk afhankelijk is van het scenario en de mate van vrijheid in de systeeminrichting. In de basisscenario's ADAPT en TRANSFORM – met een relatief grote industriële vraag – is

¹¹ <https://hcass.nl/wp-content/uploads/2022/10/Scenario-study-Nuclear-Energy-Conclusions-and-Summary.pdf>

vrijwel al het beschikbare opwekpotentieel nodig om aan de energiebehoefte te voldoen. Het weghalen van potentieel dat hard nodig is, leidt tot aanzienlijke additionele systeemkosten, terwijl het toevoegen van extra potentieel juist kosten kan reduceren. In deze scenario's is er geen duidelijk kostenvoordeel voor wind op zee of kernenergie, en het volledige potentieel van beide technologieën wordt benut. Het benutten van dit potentieel blijft robuust, zelfs bij gevoeligheidsanalyses met herijkte aannames voor zowel wind op zee als kernenergie.

In de variant TRANSFORM – Minder Competitief & Import is de industriële vraag lager en is import van halffabricaten toegestaan, waardoor er meer flexibiliteit is in de inrichting van het energiesysteem. Hierdoor kan de inzet van kernenergie in de basisruns aanzienlijke extra systeemkosten veroorzaken, en de hoogte van het opgestelde vermogen van kernenergie en wind op zee hangt sterk af van aannames over kosten, potentieel en flexibiliteit. Dit geldt voor de aannames rond kernenergie en wind op zee zelf, en is ook goed voorstelbaar voor gerelateerde technieken zoals de elektriciteitsinfrastructuur. Andere, even realistische aannames kunnen deze uitkomsten doen kantelen.

Een belangrijk inzicht is dat de omvang en samenstelling van de industriële vraag exemplarisch zijn voor de balans tussen hoeveel aanbodpotentieel nodig is en hoeveel ruimte het systeem heeft. Andere factoren die deze verhouding beïnvloeden – zoals de beschikbaarheid en import van biobased grondstoffen en brandstoffen – kunnen de balans in resultaten ook weer verschuiven. Grotere inzet van biobased kan de elektriciteitsvraag vanuit de industrie verlagen en biedt bovendien mogelijkheden voor negatieve emissies. Daarmee kan ook de optimale mix van kernenergie, wind op zee en andere technologieën ingrijpend veranderen.

Het onderscheidende element tussen de scenario's is dus de industriële vraag en de mogelijkheid tot import: bij een kleinere industriële vraag en importvrijheid is de systeeminrichting flexibeler, waardoor de resultaten gevoeliger zijn voor aannames. Bij beperkte keuzevrijheid (ADAPT en TRANSFORM) zijn de keuzes voor volledige benutting van kernenergie en wind op zee robuust en kosten-efficiënt, terwijl bij meer flexibiliteit (Minder Competitief & Import) de effecten sterk contextafhankelijk zijn.

1 Inleiding

Aanleiding en context

Het Nederlandse kabinet heeft het voornemen de realisatie van nieuwe kerncentrales mogelijk te maken. Concreet gaat het daarbij om realisatie van 4 grote kerncentrales met een vermogen tot 1,6 GW per stuk. Ten behoeve van deze studie wordt verondersteld dat de eerste twee kerncentrales in 2040 in bedrijf kunnen zijn en alle vier in 2050. Ten behoeve van verdere besluitvorming over overheidsondersteuning bij realisatie van deze kerncentrales heeft het ministerie van Klimaat en Groene Groei (KGG) behoefte aan inzicht in de impact die het opnemen van kernenergie in de elektriciteitsproductiemix heeft op de kosten van het energiesysteem. De vraag is of de maatschappelijke kosten van een energiesysteem met kernenergie lager zijn dan die zonder kernenergie, door welke factoren die worden bepaald en de mate van onzekerheden daarbij.

In de afgelopen jaren zijn onderzoeken verschenen naar de mogelijke rol van kernenergie in het toekomstige Nederlandse elektriciteitssysteem. In aanvulling op de Integrale Infrastructuurverkenning 2050 van de Nederlandse netbeheerders in 2021 (II3050) is, op verzoek van het ministerie van Economische Zaken en Klimaat, onderzoek uitgevoerd naar systeemeffecten en kosten van nieuwe kerncentrales in het energiesysteem van 2050 (Kalavasta en Berenschot, 2022). In 2022 heeft dit een vervolg gekregen in een Scenariostudie kernenergie (Witteveen+Bos, eRisk, & HCSS, 2022). In deze studie is onderzocht hoe kernenergie zich verhoudt tot andere CO₂-vrije vormen van elektriciteitsproductie en welke invloed kernenergie heeft op de kosten van het Nederlandse energiesysteem. Vanaf 2022 zijn nieuwe kerncentrales ook opgenomen in verschillende scenariostudies die leiden tot een klimaatneutraal energiesysteem voor Nederland in 2050 van de Nederlandse Netbeheerders (Netbeheer Nederland, 2023) (Netbeheer Nederland, 2025), Planbureau voor de Leefomgeving (PBL) (Daniëls & Strengers, 2024) en TNO (Scheepers, et al., 2022), (Scheepers, et al., 2024).

Doel van het onderzoek

Doel van dit onderzoek is inzicht te bieden in het kostenverschil van het Nederlandse energiesysteem in 2040 en 2050 met en zonder kernenergie. Deze verschillen in systeemkosten worden bepaald door enerzijds verschillen in de productiekosten van elektriciteit en anderzijds verschillen in kosten van flexibiliteitsopties, netwerkkosten, import/export van elektriciteit en kosten aan de vraagzijde door meer/minder elektrificatie in de gebruikssectoren.

Aanpak

In dit onderzoek worden systeemkosten van een toekomstig energiesysteem voor Nederland berekend. Systeemkosten worden in het kader van deze studie gedefinieerd als de nationale kosten. Nationale kosten is een begrip dat bij uitstek geschikt is om de effectiviteit van een duidelijk afgebakende technische maatregel voor Nederland te vergelijken. CE-Delft heeft op verzoek van het PBL een werkwijze ontwikkeld om nationale kosten uit te rekenen (Juijn, Blom, & De Vries, 2023). Een aantal elementen wordt hierbij buiten beschouwing gelaten, zoals indirecte effecten, niet-financiële aspecten, buitenlandse effecten, subsidies en belastingen, de verdeling van kosten of opbrengsten onder gebruikers of het ontstaan van nieuwe marktevenwichten. Het is

hiermee dan ook expliciet geen welvaartsanalyse. Ook blijven in dit onderzoek implicaties op het gebied van onder meer ruimtegebruik, ecologische impact, geopolitieke aspecten (veiligheid, proliferatierisico's) buiten beschouwing.

Energiesysteemmodellen die een toekomstig energiesysteem berekenen op basis van de laagste systeemkosten kunnen worden gebruikt voor analyses naar de impact van kernenergie op de systeemkosten. In de Scenariostudie kernenergie (Witteveen+Bos, eRisk, & HCSS, 2022) is hiervoor het energiesysteemmodel PyPSA gebruikt dat het Europese elektriciteitssysteem omvat inclusief waterstof (Hörsch, Hofmann, Schlachtberger, & Brown, 2018). PBL en TNO gebruiken voor hun scenariostudies het OPERA-model, een kostenoptimalisatiemodel van het Nederlandse energiesysteem (Daniëls & Strengers, 2024) (Scheepers, et al., 2024). Vergeleken met het PyPSA-model dat zich voornamelijk richt op elektriciteit en waterstof, omvat het OPERA-model het hele energiesysteem, alle vormen van energieproductie en het energieverbruik in de verschillende eindgebruikerssectoren. Het meenemen van de eindgebruikerssectoren in het bepalen van de systeemkosten is relevant omdat het toevoegen van kernenergie als extra energiebron voor elektriciteitsproductie invloed kan hebben op de hoeveelheid elektriciteit die in de eindgebruikerssectoren en voor waterstofproductie wordt ingezet. De geografische begrenzing van het OPERA-model is Nederland, inclusief het Nederlandse deel van de Noordzee. Voor het bepalen van import en export van elektriciteit en waterstof met omliggende landen wordt OPERA gekoppeld aan het COMPETES-TNO model waarmee de Europese markt voor elektriciteit en waterstof wordt gemodelleerd.

Voor deze systeemkostenanalyse is gebruik gemaakt van twee scenario's die TNO heeft ontwikkeld voor het uitvoeren van scenariostudies: ADAPT en TRANSFORM. Ook wordt een industrievariant gebruikt waarbij, ten opzichte van het TRANSFORM-scenario, de omvang van de zware industrie kleiner is als gevolg van internationale concurrentie (Scheepers, et al., 2024).

De systeemkostenanalyse kernenergie bouwt voort op een onderzoek naar de integratie van kernenergie in het energiesysteem dat TNO in samenwerking met NRG PALLAS heeft uitgevoerd (Scheepers, et al., 2025). Daarin zijn een aantal andere onderzoeksvragen met betrekking tot het energiesysteem en de nucleaire brandstofketen onderzocht. Dit onderzoek wordt gelijktijdig gepubliceerd met dit onderzoek naar de impact van nieuwe kerncentrales op de kosten van het energiesysteem.

Leeswijzer

Na deze inleiding wordt in Hoofdstuk 2 eerst ingegaan op de onderzoekopzet. Hierin worden de gebruikte scenario's en modellen geïntroduceerd, de gebruikte aannames en randvoorwaarden toegelicht en de aanpak ten aanzien van gevoeligheidsanalyses beschreven.

In Hoofdstuk 3 worden de resultaten voor de ADAPT- en TRANSFORM-scenario's met en zonder nieuwe kerncentrales gepresenteerd en toegelicht. Vervolgens worden in Hoofdstuk 4 de resultaten van de gevoeligheidsanalyses gepresenteerd en besproken.

Hoofdstuk 5 geeft een kwalitatieve beschouwing ten aanzien van overige systeemaspecten waaronder de mogelijk gevolgen voor balanshandhaving en draaiende reserves. Het rapport sluit af met een discussie van de onderzoeksresultaten en conclusies in Hoofdstuk 6.

2 Onderzoeksopzet

De voor de systeemkostenanalyse gebruikte energiescenario's worden toegelicht in paragraaf 2.1 en de gebruikte energiemodellen (OPERA en COMPETES-TNO) in paragraaf 2.2. De belangrijkste aannames ten aanzien van inputparameters en randvoorwaarden voor de scenario's worden toegelicht in paragraaf 2.3. Paragraaf 2.4 beschrijft de opzet van de gevoeligheidsanalyses waarmee onzekerheden in de systeemkostenanalyse zijn onderzocht.

2.1 Energiescenario's

Toekomstige transitiepaden voor een klimaatneutraal Nederlands energiesysteem kunnen worden onderzocht met behulp van scenario's. Scenario's beschrijven de mogelijke ontwikkeling van het energiesysteem op basis van een samenhangende set van realistische aannames en randvoorwaarden. Voor deze studie zijn twee door TNO opgestelde energiescenario's gebruikt: ADAPT en TRANSFORM (Scheepers, et al., 2024). Deze energiescenario's zijn gebaseerd op verschillende toekomstvisies voor het Nederlandse energiesysteem. In beide visies (zie Box 1) is het doel om de uitstoot van broeikasgassen met 55% te verminderen in 2030 en om broeikasgasneutraliteit te bereiken in 2050.

Box 1 – Toekomstvisies

ADAPT

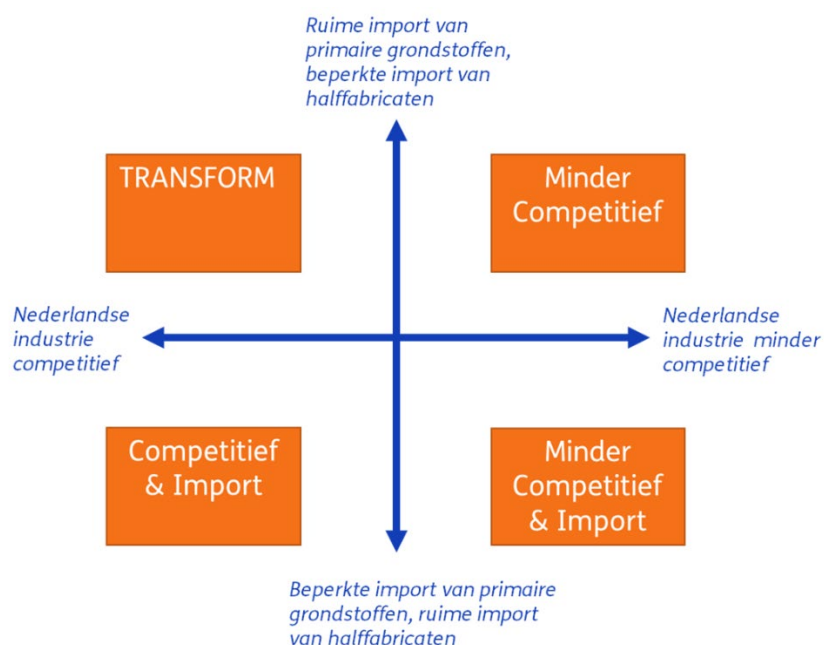
- Nederland en EU halen de doelstellingen voor broeikasgasreductie in 2030 en 2050.
- Behoud van huidige levensstijl.
- Industriële productie en economische structuur blijven grotendeels hetzelfde.
- Nationale en lokale overheden nemen het voortouw.
- Aanpassing van het energiesysteem en industriële processen om het doel te bereiken.
- Structurele veranderingen na 2050.
- Fossiele brandstoffen blijven gebruikt worden in combinatie met toepassing van CO₂-opslag.
- Geringe ambities om chemicaliën en plastics en bunkerbrandstoffen te verduurzamen.

TRANSFORM

- Nederland en EU halen de doelstellingen voor broeikasgasreductie in 2030 en 2050.
 - Sterk milieubewustzijn en gevoel van urgentie in de samenleving leidt tot leefstijlverandering.
 - EU en Nederland stimuleren innovaties.
 - Individuele en collectieve initiatieven door burgers en bedrijven.
 - De overheid heeft een stimulerende en faciliterende rol.
 - Ambitieuze transformatie van het energiesysteem, transitie van zware industrie, resulterend in lagere industriële productie en energieverbruik, groei van de dienstensector.
 - Een beperkt gebruik van CO₂-opslag.
 - Chemicaliën en kunststoffen op basis van circulaire koolstof alsmede bunkerbrandstoffen worden verduurzaamd.
-

De bevolkingsgroei en de omvang van de Nederlandse economie zijn in beide scenario's hetzelfde. De manier waarop de doelstellingen worden bereikt, is verschillend. De twee scenario's verschillen met name in intrinsieke motivatie en draagvlak voor verandering bij overheid, burgers en bedrijven. Zo zorgt leefstijlverandering in TRANSFORM in vergelijking met ADAPT voor een lagere vraag naar energie, mobiliteit en producten. Ook zijn er belangrijke verschillen ten aanzien van de maximale hoeveelheid CO₂ die jaarlijks kan worden opgeslagen (wat leidt tot direct CO₂-emissiereductie of via negatieve emissies tot compensatie van restemissies van broeikasgassen), de ambities bij het verduurzamen van de brandstoffen voor internationale lucht- en scheepvaart (die buiten de Nederlandse emissiedoelstelling vallen) en ambities voor verduurzaming van de grondstoffen voor chemicaliën en plastics (waarvan scope 3 emissies van geëxporteerde producten ook buiten de Nederlandse emissiedoelstelling vallen).

In één van de gevoeligheidsanalyses wordt verondersteld dat de omvang van de zware industrie (staal, raffinaderijen, kunstmest en organische basischemie) krimpt als gevolg van internationale concurrentie. In de TNO-scenariostudie van 2024 zijn ten opzichte van het TRANSFORM-scenario drie industrievarianten opgesteld waarbij wordt verondersteld dat de Nederlandse industrie in de toekomst minder competitief is ten opzichte van de buitenlandse concurrentie. Daarnaast wordt verondersteld dat, in plaats van producten te maken uit primaire grondstoffen, deze producten uit geïmporteerde halffabricaten worden gemaakt waarbij de meest energie-intensieve stap van de productie in het buitenland plaatsvindt. Combinatie van deze veronderstellingen resulteert in drie industrievarianten ten opzichte van het TRANSFORM-scenario (zie Figuur 2.1). In deze studie wordt de industrievariant Minder Competitief & Import gebruikt als scenario, waarbij zowel de industrie zowel minder competitief is als halffabricaten kan importeren.



Figuur 2.1: Industrievarianten

De vraag naar elektriciteit en waterstof in omliggende landen is ontleend aan scenario's die zijn opgesteld door de associaties van Europese netwerk- en transmissiesysteembeheerders voor elektriciteit en gas (ENTSO-e & ENTSG). Er is

gebruikt gemaakt van het Distributed Energy scenario uit het Ten Year Network Development Plan (TYNDP), edities 2022 en 2024 (ENTSO-e & ENTSG, 2022), (ENTSO-e & ENTSG, 2024). Het Distributed Energy scenario is gebaseerd op een toekomstbeeld waarin de CO₂-reductiedoelstellingen van de Europese landen in 2030 en 2050 worden behaald, met een nadruk op een gedecentraliseerde aanpak.

2.2 Gebruikte energiemodellen

Het toekomstige energiesysteem volgens de ADAPT- en TRANSFORM-scenario's met en zonder nieuwe kerncentrales is berekend met het OPERA-model. OPERA is een model van het Nederlandse energiesysteem. Het model berekent een energiesysteem waarmee aan de vraag naar goederen, diensten en energie en de doelstelling voor emissies van broeikasgassen (BKG) kan worden voldaan op basis van laagste jaarlijkse systeemkosten. Deze systeemkosten zijn gebaseerd op de nationale kosten methodiek en bestaan uit de som van geannualiseerde investeringskosten op basis van de technische levensduur en een maatschappelijke discontovoet van 2.25%, jaarlijkse operationele kosten en energiekosten (of baten in geval van export). Voor een nadere beschrijving van het OPERA-model (systeemgrenzen, onderscheiden sectoren, algoritme, invoerparameters, resultaten) wordt verwezen naar Bijlage A.

Met OPERA wordt het Nederlandse energiesysteem berekend voor de periode 2030 tot en met 2050 in stappen van vijf jaar. Ten behoeve van deze studie wordt verondersteld dat de eerste twee kerncentrales in 2040 in bedrijf zullen zijn en alle vier in 2050. De kostenanalyse zullen zich daarom richten op die jaren.

Evenals nu het geval is, zal het toekomstige Nederlandse energiesysteem verbonden zijn met die van ons omringende landen via transmissieverbindingen over land en over zee. De scenario's veronderstellen dat naast elektriciteit ook uitwisseling van waterstof zal plaatsvinden. Voor het bepalen van de import- en exportstromen van elektriciteit en waterstof met bijbehorende prijzen voor elk uur van het jaar, is het OPERA-model gekoppeld aan het Europese energiemarktmodel COMPETES-TNO. Op basis van de vraag naar elektriciteit en waterstof volgens de TYNDP-scenario Distributed Energy zijn met het COMPETES-TNO model de investeringen in extra productiecapaciteit en flexibiliteit voor andere EU-landen bepaald (voor Nederland zijn deze capaciteiten bepaald met OPERA). Het COMPETES-TNO-model wordt beschreven in Bijlage A. Een beschrijving van de modelkoppelingsprocedure is te vinden in (Scheepers, et al., 2025).

Systematiek van jaarlijkse kosten

In deze studie worden alle kosten uitgedrukt in jaarlijkse bedragen. Een deel van de kosten heeft van nature al dit karakter, zoals brandstofuitgaven of operationele en onderhoudskosten. Voor investeringskosten – die in werkelijkheid aan het begin van de levensduur van een installatie worden gemaakt – wordt gerekend met een jaarlijkse kapitaallast. Dit betekent dat de totale investering over de technische levensduur wordt uitgespreid, waarbij ieder jaar hetzelfde bedrag aan aflossing en financieringslasten wordt toegerekend. Hiervoor wordt een maatschappelijke rentevoet van 2,25% toegepast. Deze systematiek is vergelijkbaar met het aangaan van een lening met een looptijd gelijk aan de technische levensduur van de betreffende technologie.

Bij het laatste zichtjaar van de berekeningen kan er nog een resterende waarde aanwezig zijn van activa die niet volledig zijn afgeschreven. Hier staat echter een overeenkomstige restschuld tegenover, waardoor deze effecten elkaar opheffen. Alle gerapporteerde bedragen zijn reëel en uitgedrukt in euro's met 2024 als basisjaar.

2.3 Inputparameters

Voor deze systeemkostenanalyse wordt voortgebouwd op een analyse die is uitgevoerd naar de integratie van kernenergie in het Nederlandse energiesysteem waarvoor ook de ADAPT- en TRANSFORM-scenario's zijn doorgerekend, inclusief de koppeling met het COMPETES-model. Hieronder wordt een overzicht gegeven van de belangrijkste inputparameters, en inputparameters die in deze systeemkostenanalyse anders zijn dan in de integratiestudie. Voor meer gedetailleerde informatie over de gebruikte inputparameters wordt verwezen naar het rapport 'Integration of nuclear energy in the energy system' (Scheepers, et al., 2025).

De invoerparameters die worden gebruikt voor de energiemodellen OPERA en COMPETES-TNO en hierna worden toegelicht hebben betrekking op de energievraag, brandstofprijzen, toegepaste randvoorwaarden en technisch-economische parameters van kerncentrales en andere technologieën.

Energievraag

De gebruikte inputparameters met betrekking tot de energievraag zijn gebaseerd op projecties uit de Klimaat- en Energieverkenning 2022 (PBL, 2022). De energievraag voor verschillende eindgebruikerssectoren wordt bepaald op basis van de omvang van activiteiten (d.w.z. de vraag naar diensten), zoals aantal woningen, vloeroppervlak van kantoren en bedrijfsgebouwen, personen- en vrachtkilometers en de productie van industriële producten. Deze informatie wordt aangevuld met gegevens over de energievraag voor een aantal andere activiteiten. De gebruikte inputparameters voor de vraag gaan uit van een gelijke demografische ontwikkeling van de Nederlandse bevolking in beide scenario's. Ook voor de economische ontwikkeling wordt voor beide scenario's uitgegaan van dezelfde bbp-groei van 1,7% per jaar. Om de veronderstelde gedragsveranderingen in het TRANSFORM-scenario te weerspiegelen, wordt ten opzichte van ADAPT uitgegaan van een afname van de mobiliteitsvraag, een lagere industriële productie in de meeste industriële subsectoren en een lagere landbouwproductie. Om de lagere economische activiteit in de industrie- en landbouwsector te compenseren, gaat TRANSFORM ervan uit dat de dienstensector groter wordt dan in het ADAPT-scenario. De gebruikte parameterwaarden voor ADAPT en TRANSFORM zijn te vinden in Tabel B.1 van Bijlage B.

De industrievariant Minder Competitief & Import gaat uit van een krimp in vier industrie sectoren en import van halffabricaten. Hieronder worden de veronderstellingen voor deze industrievariant kort toegelicht; voor een meer uitgebreide beschrijving wordt verwezen naar (Scheepers, et al., Towards a sustainable energy system for the Netherlands in 2050 - Scenario update and scenario variants for industry, 2024). De inputparameters voor de industrievariant Minder Competitief & Import worden weergegeven in Tabel B2 van Bijlage B.

- **Raffinaderijen:** In TRANSFORM wordt er vanuit gegaan dat de Nederlandse raffinaderijen de Europese markt blijven bedienen. Terwijl fossiele raffinaderijen krimpen, worden er raffinaderijen voor hernieuwbare energie gebouwd. In de industrievariant is de brandstoffenproductie van de raffinaderijen gehalveerd ten opzichte van TRANSFORM. Bovendien wordt een deel van de brandstoffen geproduceerd uit geïmporteerde halffabricaten zoals biopyrolyse-olie en bio-ethanol. Synthetische brandstoffen worden voor een deel geproduceerd met geïmporteerde waterstof. Dit aandeel wordt bepaald door de prijs van geïmporteerde waterstof.
- **Organische basischemie** (high value chemicals ¹²): Het TRANSFORM-scenario gaat ervan uit dat door circulaire strategieën de vraag naar nieuwe kunststoffen zal verminderen die uit high value chemicals worden geproduceerd. In de industrievariant neemt door buitenlandse concurrentie de productie van deze high value chemicals in Nederland verder af. Het gebruik van gerecyclede plastics (chemische recycling) is in TRANSFORM gelimiteerd tot het binnenlandse aanbod. In de industrievariant vervalt deze restrictie en neemt de input van gerecyclede plastics toe door import vanuit andere Europese landen.
- **Staalproductie:** in TRANSFORM wordt verondersteld dat een geleidelijke transitie naar ijzerproductie op basis van direct reduced iron (DRI), eerst met aardgas en vanaf 2040 met waterstof. Voor de staalproductie wordt een elektrische vlamboogoven gebruikt. In de industrievariant krimpt de staalproductie ten opzichte van TRANSFORM met 50%. Staalproductie is volledig gebaseerd op geïmporteerde hot briquetted iron (HBI), dat wil zeggen dat geen ombouw van hoogovens naar DRI plaatsvindt. Daarnaast wordt verondersteld dat het schrootgehalte wordt verhoogd naar 30% zonder dat de kwaliteit van het geproduceerde staal verminderd.
- **Kunstmestindustrie:** De productie van ammoniak voor het maken van kunstmest neemt in TRANSFORM geleidelijk af. Een klein deel (15%) van de ammoniak wordt in TRANSFORM geïmporteerd. De industrievariant veronderstelt dat door buitenlandse concurrentie één van de twee kunstmestfabrieken sluit. Dit reduceert de vraag naar ammoniak voor kunstmestproductie verder. In de industrievariant wordt deze vraag bovendien volledig gedekt door geïmporteerde ammoniak geproduceerd uit groene waterstof. De ammoniakproductie in Nederland voor kunstmestfabricage wordt beëindigd.

Brandstofprijzen

Voor brandstoffen die van buiten het energiesysteem worden geleverd zijn voor OPERA en COMPETES-TNO prijzen gebruikt uit verschillende prijsprojecties. De prijzen voor fossiele brandstoffen zijn gebaseerd op een advies van de Europese Commissie (European Commission, 2022). De prijzen voor verschillende soorten biomassa zijn ontleend aan de Klimaat- en Energieverkenning 2022 (PBL, 2022). De prijzen die voor

¹² High value chemicals (HVC's) zijn olefinen (bijvoorbeeld etheen, propen en butadien) en aromaten (bijvoorbeeld benzeen, xyleen en toluen) die worden geproduceerd in de organische basischemie.

biobrandstoffen (biodiesel en bio-ethanol) worden gebruikt, worden verondersteld constant te zijn over de beschouwde periode en komen overeen met gegevens van het AdvanceFuel-project¹³. De prijzen voor groene ammoniak en e-methanol zijn afgeleid van een HyDelta-studie (Hajonides van der Meulen, Scaric, Tyraskis, & Verstraten, 2022). De brandstofprijzen die in de scenario's worden gebruikt, worden weergegeven in Bijlage C. De prijzen van waterstof en elektriciteit worden endogeen bepaald door beide modellen.

Randvoorwaarden

Er worden een aantal randvoorwaarden opgelegd aan de scenario's:

- Emissiereductie van broeikasgassen en criteria voor duurzaam koolstofgebruik (zie Tabel 2.1):
- De BKG-emissiereductiedoelen voor 2030 en 2050 zijn gebaseerd op het huidige beleid (Nederlandse overheid, 2023). Voor de tussenliggende jaren is geïnterpoleerd.
- In TRANSFORM zijn de broeikasgasemissies van de Nederlandse ETS-sector in 2040 en volgende jaren nul als gevolg van de door de Europese Commissie voorgestelde aanscherping van de emissierechten (European Commission, 2023). Voor ADAPT wordt geen specifieke doelstelling voor de ETS-sector gehanteerd.
- Broeikasgasemissies van de internationale lucht- en scheepvaart vallen buiten de Nederlandse reductiedoelstelling. Omschakeling van fossiele naar duurzame brandstoffen in deze sectoren heeft invloed op de energievraag en -mix aangezien deze brandstoffen in Nederland worden geproduceerd. TRANSFORM gaat ervan uit van een BKG-emissiereductie van de internationale lucht- en scheepvaart in 2050 met 100%. ADAPT gaat uit van een minder ambitieuze broeikasgasreductie: 50% in 2050.
- Voor TRANSFORM wordt verondersteld dat in 2050 80% van de koolstof in de gebruikte grondstoffen van duurzame oorsprong is (d.w.z. gerecyclede, biogene of atmosferisch koolstof). Voor ADAPT geldt zo'n doelstelling niet.
- Bestaande en nieuwe kerncentrales (zie Tabel 2.2).
- De bestaande kerncentrale Borssele zal in bedrijf blijven tot 2043, oftewel een long term operation (LTO) van 70 jaar.
- Er wordt van uitgegaan dat de eerste twee grote kerncentrales (elk met een capaciteit van 1500 MW_e¹⁴) voor 2040 in bedrijf kunnen zijn en dat later nogmaals twee nieuwe kerncentrales van vergelijkbare omvang in bedrijf zijn, resulterend in vier grote kerncentrales vanaf 2045 met een gezamenlijk vermogen van 6000 MW_e. In deze studie worden deze vermogens als maximum beschouwd. OPERA kan er op basis van kostenoptimalisatie voor kiezen geen, minder of het maximale vermogen in te zetten¹⁵.
- Naast de grote kerncentrales wordt ervan uitgegaan dat kleine kerncentrales (SMR's) gebouwd kunnen worden met warmtekrachtkoppeling van elektriciteit en warmte. Er wordt vanuit gegaan dat de eerste SMR's in 2040 in bedrijf kunnen zijn met een maximaal totaalvermogen van 450 MW_e en dat dit maximale totale vermogen in 2050 groeit tot 2100 MW_e.
- Maxima technologie-inzet. OPERA bepaalt de optimale in te zetten capaciteit voor

¹³ Zie: <http://www.advancefuel.eu/>

¹⁴ Het Nederlandse kabinet zet in op kerncentrales tot 1,6 GW. Het exacte vermogen hangt af van de uiteindelijk geselecteerde technologie. In deze studie is daarom uitgegaan van 1,5 GW per kerncentrale.

¹⁵ Omdat de optimalisatie van het OPERA-model gebaseerd is op lineair programmering, maakt het model geen onderscheid in discrete eenheden. De berekende capaciteiten kunnen daarom afwijken van de hier genoemde capaciteiten.

elke technologie tot de maxima zoals weergegeven in Tabel 2.2. Wordt er voor een technologie geen maximum potentieel gehanteerd, dan is het model vrij in het bepalen van de optimale capaciteit. Dit geldt bijvoorbeeld voor thermische eenheden als gas- en waterstofcentrales.

- Er gelden potentiële voor de maximale inzet van windenergie op land, windenergie op zee, zon-PV en geothermie. Deze potentiële houden rekening met beschikbare ruimte, opschaling van de technologie, publieke acceptatie en beleidskeuzes. Voor wind op zee is voor deze kostenanalysestudie het potentieel voor wind op zee aangepast in vergelijking met de integratiestudie (Scheepers, et al., 2025), zie Box 2.
- Voor ADAPT wordt een ruimere CO₂-opslag verondersteld dan voor TRANSFORM. Voor TRANSFORM wordt ervan uitgegaan dat CO₂-opslag vooral nodig is voor negatieve emissies ter compensatie van resterende BKG-emissies.
- De hoeveelheid binnenlands beschikbare biomassa is onvoldoende om te voldoen aan de vraag naar biobrandstoffen en biomassa gebaseerde grondstoffen. Daarom wordt, naast de binnenlands beschikbare biomassa, uitgegaan van een maximale biomassa-import die voor beide scenario's hetzelfde is verondersteld.

Box 2 – Kernenergie en hernieuwbare elektriciteit

Voor deze studie wordt verondersteld dat in een scenario met en zonder kernenergie dezelfde hoeveelheid elektriciteit (TWh) wordt geproduceerd. Op verzoek van het ministerie is dit zo gesimuleerd als een uitruil tussen wind op zee en kernenergie, omdat beide een grote (investerings)opgave kennen. Daarom verschillen de potentiële voor wind op zee in Tabel 2.2 tussen de scenario's met en zonder kernenergie. Hierbij is voor kernenergie een capaciteitsfactor van 90% verondersteld en voor wind op zee van 57%. Er is eveneens een gevoeligheidsanalyse uitgevoerd waar deze uitruil niet is toegepast.

*In de studie *Integration of nuclear energy in the energy system* (Scheepers, et al., 2025) is deze veronderstelling niet toegepast waardoor in een scenario met kernenergie meer elektriciteit wordt geproduceerd dan in een scenario zonder kernenergie. In gevoeligheidsanalyses (hoofdstuk 4) is onderzocht wat het effect is van het loslaten van de beperking voor wind op zee.*

Economische parameters kernenergie

Voor deze studie beschouwen we voor investeringen in nieuwe kerncentrales twee verschillende typen, beide watergekoelde lichtwaterreactoren van generatie III+:

- Grote kerncentrales met een geïnstalleerd vermogen van meer dan 1000 MW_e, die alleen elektriciteit produceren.
- Kleine modulaire reactoren (SMR's), meestal met een geïnstalleerd vermogen van minder dan 300 MW_e. SMR's kunnen zowel elektriciteit als warmte produceren. Binnen deze categorie kernenergie onderscheiden we SMR's die elektriciteit produceren in combinatie met lagedrukstoom als warmtebron (warmteproductie van ca. 150 °C) of in combinatie met hogedrukstoom (warmteproductie van ca. 300 °C). SMR's kunnen flexibel worden ingezet: zij kunnen zowel elektriciteit als warmte produceren, of een combinatie daarvan, en per uur tussen deze modi schakelen.

Op basis van een literatuuronderzoek naar de belangrijkste economische parameters van grote kerncentrales en SMR's (Scheepers, et al., 2025) worden in deze studie de

parameters uit Tabel 2.3 gebruikt. Ook de kosten van ontmanteling en berging van het afval zijn meegenomen in deze kosten. In (Scheepers, et al., 2025) worden ook technologische parameters toegelicht. Een verdere onderbouwing van de gekozen investeringswaarden is eveneens beschreven bij gevoeligheidsanalyse 3 in paragraaf 2.4.

Voor aannames ten aanzien van andere technologieën, waaronder die van hernieuwbare elektriciteitsproductie wordt verwezen naar (Scheepers, et al., 2024) en (Scheepers, et al., 2025).

Aannames over de inzet van kerncentrales

Een belangrijke methodologische keuze betreft de inzet van kernenergie. In de praktijk worden kerncentrales wereldwijd doorgaans als baseload geëxploiteerd. Bij een hoge penetratie van hernieuwbare energie leidt dit tot extra flexibiliteitsbehoefte, doordat gelijktijdige overschotten van zon en wind niet eenvoudig kunnen worden opgevangen. Dit creëert prikkels om kerncentrales flexibeler te laten opereren. Technisch is dat mogelijk – zoals ook in de integratiestudie is onderzocht – maar dit leidt wel tot hogere jaarlijkse kapitaalslasten per hoeveelheid opgewekte elektriciteit, omdat vaste investeringskosten worden uitgesmeerd over een kleiner aantal vollasturen. In het OPERA-model is kernenergie volledig vrij inzetbaar en kan het, voor zover dit past binnen een economisch systeemoptimum, ook flexibel worden gebruikt. Dit draagt bij aan relatief lage curtailment van niet-regelbare bronnen en beperkte brandstofkosten in perioden met hoge hernieuwbare opwek. Deze modelaannames wijken af van de wijze waarop kerncentrales in veel andere studies wél als baseload worden vastgezet. De resultaten over systeemkosten moeten daarom worden geïnterpreteerd met inachtneming van deze keuze.

Tabel 2.1: Emissiereductie van broeikasgassen en criteria voor duurzaam koolstofgebruik

	Eenheid	ADAPT					TRANSFORM				
		2030	2035	2040	2045	2050	2030	2035	2040	2045	2050
BKG-emissiereductiedoel (t.o.v., 1990)	%	55% ^a	70%	80%	90%	BKG neutraal ^a	55% ^a	70%	80%	90%	BKG neutraal ^a
BKG-emissies internationaal transport	Mt CO ₂ eq										
Luchtvaart (reductie-% t.o.v., 2005)		10,7 ^b	9,4	8,1	6,2	5,5 (50%)	9,2 ^b	6,9	4,6	2,3	0 (100%)
Scheepvaart (reductie-% t.o.v., 2008)		34,4 ^b	32,5	30,5	28,6	26,7 (50%)	31,2 ^b	23,4	15,6	7,8	0 (100%)
Doel voor circulaire koolstof voor de productie van chemicaliën	%	5% ^c	0%	0%	0%	0%	5% ^c	20%	40%	60%	80%

^a Klimaatwet 2023

^b Based on a 6% renewable and low-carbon fuels share (European Commission, 2023), (European Commission, 2021)

^c Dit criterium voor niet-fossiele koolstof is in overeenstemming met het beleid beschreven in (Ministerie van Infrastructuur en Waterstaat, 2023)

Tabel 2.2: Potentieel voor technologische opties

	Unit	ADAPT					TRANSFORM				
		2030	2035	2040	2045	2050	2030	2035	2040	2045	2050
Potentieel windenergie	GW										
Wind op land		7,8	7,8	7,8	7,8	7,8	7,8	8,9	10	11	12
Wind op zee (met kernenergie) ^c		16 ^a	21,3	31,3	28,5	30,	16 ^a	25,8	40,3	48,0	60,5
Wind op zee (zonder kernenergie)			26	36	38	40	16 ^a	30,5	45	57,5	70 ^d
Potentieel zonne-energie(PV)	GW	36,6 ^b	52,7	68,6	88,8	109,0	42,9 ^b	64,7	83,6	107,7	132,1
Nucleaire capaciteit	GW										
Borssele ^e		0,5	0,5	0,5			0,5	0,5	0,5		
Nieuw nucleaire capaciteit											
Grote kerncentrale Gen III+ SMR			1,5	3 0,45	4,5 0,9	6 2,1		1,5	3 0,45	4,5 0,9	6 2,1
CO ₂ -opslagpotentieel	Mt	12,7	24	35	40 ^f	40 ^f	12,7	12,7	12,7	12,7	15 ^g
Potentieel aardwarmte ^h	PJ	50	88	125	163	200	50	88	125	163	200
Biomassapotentieel	PJ										
Domestic		164	183	202	221	241	164	175	186	198	209
Import ⁱ		83,4	225	366	508	650	83,4	225	366	508	650

^a 6 GW additioneel aan Klimaatakkoord,

^b Monitor RES 1,0 (PBL, 2021)

^c Aanneمة deze studie, zie Box 2

^d 70 GW wind offshore is based on (Matthijssen, Dammers, & Elzinga, 2018), An other study by Taminiau and Van der Zwaan calculates a potential of 99 GW (Taminiau & van der Zwaan, 2022),

^e Voor de bestaande kerncentrale Borssele wordt uitgegaan van bedrijfsduurverlening van 10 jaar na 2033,

^f Het potentieel is afgeleid uit de totale beschikbare opslagcapaciteit van 1,600 tot 1,700 Mt in het Nederlandse deel van de Noordzee (Klimaatakkoord - sectortafel industrie, 2018)

^g Potentieel nodig voor voldoende negatieve emissies,

^h Gebaseerd op (Platform Geothermie, 2018),

ⁱ Bepaald op basis van DG RTD-studie, zie (Scheepers, et al., 2024)

Tabel 2.3: Veronderstellingen over de kostenparameters voor twee typen kernreactoren (in€ 2024)

	Grote kerncentrale	SMR
Overnight Capital Cost ¹⁶ (€/kW)	2040: 7628 2050: 7093	2040: 8271 2050: 7649
Vaste O&M-kosten (incl, kosten voor ontmanteling) (€/kW)	142	163
Variabele O&M-kosten (incl, front-end en back-end kosten ¹⁷) (€/MWh)	25	26

¹⁶ De kostenreductie tussen 2030 en 2050 is gebaseerd op een veronderstelde kostenreductie van 10%, d.w.z. het verschil tussen first-of-a-kind (FOAK) en next-of-a-kind (NOAK) (Gamboa Palacios & Jansen, 2018)

¹⁷ De front-end-kosten zijn de kosten van de nucleaire brandstof (mijnbouw, malen, omzetten, verrijken en productie brandstofelementen) en de back-end-kosten zijn de kosten van de verwerking van de gebruikte brandstof (opwerking en recycling) en de verwijdering van kernafval (tijdelijke opslag, geologische berging).

2.4 Aanpak gevoeligheidsanalyses

De uitkomsten van een vergelijking van de systeemkosten voor de verschillende scenario's met en zonder kernenergie zijn mogelijk gevoelig voor onzekerheden in de gekozen inputparameters die in de vorige paragraaf zijn toegelicht. Om te onderzoeken welke invloed deze onzekerheden hebben op de uitkomsten zijn what-if en gevoeligheidsanalyses¹⁸ uitgevoerd. Het gaat om de volgende analyses:

1. Isoleren van het effect van SMR's en grote kerncentrales
2. Geen competitie tussen hernieuwbare elektriciteitsproductie en kernenergie
3. Gevoeligheid voor hogere investeringskosten kernenergie
4. Gevoeligheid voor investeringskosten hernieuwbare bronnen
5. Gecombineerde gevoeligheid hogere investeringskosten kernenergie én hernieuwbare bronnen
6. Verandering in aanbod hernieuwbare elektriciteit
7. Gevoeligheid voor investeringskosten flexibiliteitstechnieken
8. Invloed uitloop bouwtijd kerncentrales
9. Invloed van het beperken tot twee nieuwe kerncentrales
10. Loslaten van de beperking van 6GW kerncentrales
11. Locatie van kerncentrales niet aan de kust
12. Gevoeligheid kosten van de elektriciteitsinfrastructuur
13. Andere energietransitiestrategie buitenland
14. Andere industriële ontwikkeling in het buitenland

Tabel 2.4 toont voor welke scenario's en welke jaren deze what-if en gevoeligheidsanalyses zijn uitgevoerd en welke inputparameters daarbij zijn veranderd. Hieronder volgt een korte toelichting van de uitgevoerde what-if en gevoeligheidsanalyse. Afhankelijk van de what-if of gevoeligheidsanalyses zijn analyses met het OPERA-model uitgevoerd of zijn de effecten op de systeemkosten buiten het model om berekend.

1. Isoleren van het effect van SMR's en grote kerncentrales

Het doel van deze studie is het ondersteunen van besluitvorming naar de ondersteuning van de grote kerncentrales. In de basisvariant zonder kernenergie worden zowel het potentieel voor de grote kerncentrales als de SMR's uit de modellering gehaald. Daarom is een what-if analyse uitgevoerd waarbij alleen is gekeken naar het effect van de grote kerncentrales. Daarvoor is het potentieel voor SMR op 0 gezet en het potentieel voor grote kerncentrales behouden.

¹⁸ Bij een gevoeligheidsanalyse gaat het om onderzoek naar de onzekerheid van een veronderstelde inputparameter (bijvoorbeeld: een kostenparameter). Een what-if analyse heeft betrekking op verandering in de scenarioveronderstellingen (bijvoorbeeld verandering in de beschikbare technologie).

Tabel 2.4: Parameterisering what-if en gevoeligheidsanalyses (blanco cellen betekent dat voor de scenario's geen what-if of gevoeligheidsanalyses zijn uitgevoerd) – zie voor rationale de teksten in paragraaf 2.4

What-if/gevoeligheidsanalyse	Parameter	ADAPT		TRANSFORM		Industrie-variant	
		Basecase	What-if/ gevoeligheid	Basecase	What-if/ gevoeligheid	Basecase	What-if/ gevoeligheid
Isoleren van het effect van SMRs en grote kerncentrales	SMR potentieel (GW)	2040: 0,45 2050: 2,10	2040: 0 GW 2050: 0 GW	2040: 0,45 2050: 2,10	2040: 0 GW 2050: 0 GW	-	-
Geen competitie tussen hernieuwbare elektriciteitsproductie en kernenergie	Offshore wind potentieel [GW]	2040: 31,3 2050: 30,5	2040: 36 2050: 40	2040: 40,3 2050: 60,5	2040: 45 2050: 70	2040: 40,3 2050: 60,5	2040: 45 2050: 70
Gevoeligheid voor hogere investeringskosten kernenergie	Investeringskosten kernenergie [€2024/kW]	2040: 7677 2050: 7100	2040: 15354 2050: 14200	2040: 7677 2050: 7100	2040: 15354 2050: 14200	2040: 7677 2050: 7100	2040: 15354 2050: 14200
Gevoeligheid voor investeringskosten hernieuwbare bronnen: wind op zee	Investeringskosten wind op zee [€2024/kW]	2040: 2041 2050: 1956	2040: 2901 2050: 2901	2040: 2041 2050: 1956	2040: 2901 2050: 2901	2040: 2041 2050: 1956	2040: 2901 2050: 2901
	Investeringskosten net op zee (%)	+350%	+350%	+350%	+350%	+350%	+350%
	Capaciteitsfactor (%)	57%	47%	57%	47%	57%	47%
Gecombineerde gevoeligheid hogere investeringskosten kernenergie én hernieuwbare bronnen			Combinatie van bovenstaande 2 parameters		Combinatie van bovenstaande 2 parameters		

What-if/gevoeligheidsanalyse	Parameter	ADAPT		TRANSFORM		Industrie-variant	
		Basecase	What-if/ gevoeligheid	Basecase	What-if/ gevoeligheid	Basecase	What-if/ gevoeligheid
Verandering in aanbod hernieuwbare elektriciteit: wind op zee	Potentieel hernieuwbaar [GW]	2030: 16 2035: 23,6 2040: 31,3	2030: 10,6 2035: 21,3 2040: 31,3	2030: 16 2035: 28,1 2040: 40,3	2030: 11,3 2035: 25,8 2040: 40,3		
Gevoeligheid voor kosten flexibiliteitstechnieken			Zie toelichting in de tekst		Zie toelichting in de tekst		
Invloed uitloop bouwtijd kerncentrales	Potentieel kerncentrales [GW]		2040: 1,5 i.p.v. 3 2050: 4,5 i.p.v. 6		2040: 1,5 i.p.v. 3 2050: 4,5 i.p.v. 6		
Invloed van beperken tot 2 kerncentrales	Potentieel kerncentrales [GW]	2040: 3 2050: 6	2040: 3 2050: 3	2040: 3 2050: 6	2040: 3 2050: 3		
Loslaten van de beperking van maximaal 6GW kerncentrales	Potentieel kerncentrales [GW]	2040: 3 2050: 6	Geen maximum	2040: 3 2050: 6	Geen maximum	2040: 3 2050: 6	Geen maximum
Gevoeligheid voor locatie van kerncentrales niet aan de kust	Investeringskosten kernenergie [€/kW]	2040: 7677 2050: 7100	2040: 7754 2050: 7171	2040: 7677 2050: 7100	2040: 7754 2050: 7171		
Gevoeligheid kosten van de elektriciteitsinfrastructuur	Factor (multiplier Investeringskosten) ¹⁹		Onshore: 1,45 Offshore: 4,9		Onshore: 1,44 Offshore: 4,4		
Andere energietransitiestrategie buitenland	Referentiescenario buitenland			TYNDP-22	TYNDP-24		

¹⁹ In deze gevoeligheidsanalyses hebben we voor alle componenten van het elektriciteitsnet, zoals kabels en transformatoren, de investeringskosten met eenzelfde factor verhoogd in een poging deze in lijn te brengen met het interdepartementale beleidsonderzoek 'Schakelen naar de Toekomst'.

What-if/gevoeligheidsanalyse	Parameter	ADAPT		TRANSFORM		Industrie-variant	
		Basecase	What-if/ gevoeligheid	Basecase	What-if/ gevoeligheid	Basecase	What-if/ gevoeligheid
Andere industriële ontwikkeling in het buitenland	Referentiescenario buitenland			TYNDP-22	TYNDP-22 met lagere industriële vraag		

2. Geen competitie tussen hernieuwbare elektriciteitsproductie en kernenergie

Voor deze studie is als uitgangspunt gekozen dat de jaarlijkse elektriciteitsproductie hetzelfde is in de scenario's met en zonder kernenergie. In de scenario's met kernenergie is hiervoor een kleiner potentieel voor windenergie op zee aangenomen dan in scenario's zonder kernenergie. Hoewel iedere energiebron beperkingen kent, zijn deze beperkingen voor windenergie op zee anders dan voor kernenergie. De voornaamste beperking voor windenergie op zee is beschikbare ruimte die in competitie is met andere toepassingen als natuur, scheepvaart en visserij. De omvang van kernenergie wordt met name beperkt door geschikte locaties, bouwtijd en financiering. Door deze beperkingen is het vaak niet mogelijk om zoveel duurzame elektriciteit op te wekken als vanuit maatschappelijke kosten bezien efficiënt zou zijn. Als in scenario's met kernenergie hetzelfde potentieel voor windenergie op zee wordt gekozen als in scenario's zonder kernenergie kan dit additionele elektriciteitsproductie ontsluiten (zie voor parameters Tabel 2.4). In deze what-if analyse is onderzocht wat daarvan het effect is op de systeemkosten.

In het hele rapport, en met name in Hoofdstuk 3, worden deze en de vorige what-if analyse als volgt aangeduid:

- Competitie tussen offshore wind en grote kerncentrales: 'door kernenergie vs offshore wind')
- Veranderingen als gevolg van SMR: 'door SMR'

3. Gevoeligheid voor hogere investeringskosten kernenergie

Kernenergie is zeer CAPEX-intensief en er bestaat onzekerheid over de ontwikkeling van de investeringskosten van deze technologie. In de scenario's is ervan uitgegaan dat de kapitaalskosten van kernenergieprojecten zouden kunnen dalen naarmate er meer kerncentrales van hetzelfde type worden gebouwd. Dit is een reële veronderstelling gezien de groei van het aantal nieuwbouwprojecten in de Westerse wereld. Er moet echter ook worden geconstateerd dat de gerealiseerde investeringen van nieuwbouwprojecten in de Europa veel hoger uitvallen dan aanvankelijk begroot. Oorzaken hiervoor zijn vertragingen rondom de vergunningsverlening en complexiteit van de bouw. Historische data laten een zeer grote spreiding en een lichte toename aan kosten zien, mede door verhoogde veiligheidseisen aan deze projecten. Uit onderzoek uitgevoerd door Profundo blijkt dat van 6 praktijkcasussen de investeringskosten gemiddeld 9.665 €/kW bedroegen met een spreiding van 2.324 tot 15.175 €/kW (Walstra, 2024). Ook bij de bouw van de Sizewell-C centrale is recent bijna een verdubbeling van de investeringskosten geraamd (van 20 mld.£ naar 38 mld. £ 11.875 £/kW). Voor de kapitaalskosten zijn verder de levensduur van de centrale en de rentevoet van belang. Een kortere levensduur en een hogere rentevoet zorgen, evenals hogere investeringskosten voor een toename van de CAPEX. Om de gevoeligheid van deze drie parameters te onderzoeken zijn de investeringskosten voor kerncentrales verdubbeld van 7.100 €/kW naar 14.200 €/kW. Hogere rentekosten (van 2,25% naar 6%) hebben eenzelfde effect.

4. Gevoeligheid voor investeringskosten hernieuwbare bronnen

In de toekomstige elektriciteitsproductie heeft wind op zee een groot aandeel, meer dan elke andere vorm van elektriciteitsproductie. Investeringskosten van windturbines op zee bepalen daardoor in belangrijke mate de kosten voor elektriciteitsproductie. In de gevoeligheidsanalyse nemen wij drie effecten mee:

- *Investeringskosten:* In het afgelopen decennium zijn spectaculaire kostendalingen van de kosten van wind op zee gerealiseerd. Echter, door gestegen materiaalkosten en technische tegenvallers bij windturbineproducenten is er sprake van kostenstijgingen. Met hogere

investeringskosten voor wind op zee veranderen niet alleen de toekomstige kosten van elektriciteitsproductie, maar ook de verhouding van de productiekosten tussen hernieuwbare elektriciteit en kernenergie. Om de gevoeligheid daarvan te onderzoeken zijn de investeringsparameters voor wind op zee gevarieerd.

- Concreet is ervoor gekozen om de investeringskosten in het model te verhogen van circa €2.000/kW naar €2.900/kW. Deze keuze is gebaseerd op twee bronnen. Ten eerste laat het rapport *Financing and Investment Trends* van WindEurope zien dat de investeringskosten na een periode van daling in 2018 rond de €2.500/kW lagen, vervolgens in 2019 tijdelijk opliepen tot ongeveer €4.500/kW, en daarna stabiliseerden rond €3.500/kW. Deze cijfers zijn gemiddelden voor heel Europa en dus niet specifiek voor de Noordzee. Daarom is de belangrijkste les uit deze studie vooral de structurele stijging van de investeringskosten, die neerkomt op circa +40%. Ten tweede laat de Wind Offshore datasheet een middenwaarde van circa €3.140/kW zien²⁰. Op basis hiervan is gekozen voor een verhoging van circa 45% ten opzichte van de initiële waarde, wat resulteert in een investeringskost van €2.900/kW. We hebben overwogen om dit nog verder te verhogen, maar de gekozen verhoging liet de relevante dynamiek al voldoende zien en bood daarmee een robuuste basis voor de gevoeligheidsanalyse.
- *Capaciteitsfactor*: In de modellering is rekening gehouden met efficiëntieverbeteringen van windturbines, waardoor een relatief hoge capaciteitsfactor van 57% wordt aangenomen. Recente studies laten echter steeds duidelijker zog-effecten zien: naarmate er meer windvermogen op de Noordzee wordt bijgeplaatst, neemt de capaciteitsfactor af. (Taminiau & Zwaan, 2022) berekenden bijvoorbeeld dat een toename van 15 naar 59 GW leidt tot een afname van circa 7 procentpunt. Mede op basis hiervan is in deze studie een gevoeligheidsanalyse opgenomen met een lager productiepatroon en een capaciteitsfactor van 47%, gebaseerd op (TNO and BLIX, 2021). Een lagere capaciteitsfactor kan daarnaast ook het gevolg zijn van andere omstandigheden, zoals een minder gunstig windjaar of minder technologische vooruitgang in turbineontwikkeling.
- *Netkosten op zee*: Er zijn nieuwe inzichten met betrekking tot de investeringskosten in het elektriciteitsnet in een poging in lijn te komen met de meest recente ramingen van de netbeheerders, zoals in het kader van het IBO *Bekostiging Elektriciteitsinfrastructuur* (IBO, 2025). Hierna, bij *Gevoeligheid kosten van de elektriciteitsinfrastructuur* beschrijven we de alternatieve parameterskeuzes voor de netkosten. In deze gevoeligheidsanalyse nemen we voor de netvlakken op zee de alternatieve parametersettings over.

Alleen de gevoeligheid van de investeringskosten en capaciteitsfactor samen leiden tot een verhoging van de kosten per kWh van 75%. Samen met de verhoogde netkosten op zee levert dit dus een vergelijken in dezelfde ordegrootte als de verhoging van de kosten van kernenergie.

5. Gecombineerde gevoeligheid hogere investeringskosten kernenergie én hernieuwbare bronnen

Bovenstaande twee gevoeligheidsanalyses beschrijven een voorstelbare toekomst met hogere prijzen voor zowel hernieuwbare elektriciteit als kernenergie. In deze gevoeligheidsanalyse wordt de situatie onderzocht waarin beide op hetzelfde moment materialiseren. Over het geheel genomen betekent dit in de what-if-analyse een mogelijke toekomst met lagere capaciteitsfactoren en hogere investeringskosten voor

²⁰ <https://energy.nl/data/wind-offshore/>

zowel offshore windturbines als offshore kabels. Deze what-if analyse wordt in het rapport aangeduid als “herijkte windaannames”.

6. Verandering in aanbod hernieuwbare elektriciteit

Investerders in hernieuwbare opwek als wind op zee, wind op land en zon-PV kijken of zij een voldoende zekere businesscase zien. Hierbij wordt het in toenemende mate belangrijk of er voldoende vraag naar elektriciteit is. Zo sluiten grote windparken op voorhand een power purchasing agreement (PPA) af voor de afname van de elektriciteit. Bij het beoordelen van een business case wegen cash flows gedurende de levensduur van het project mee. Het is dus voorstelbaar dat producenten van hernieuwbare energie besluiten niet te bouwen, wanneer duidelijk wordt dat kernenergie op een gegeven moment ook elektriciteit zal gaan leveren. Om dit te onderzoeken is verondersteld dat in de jaren 2030, 2035 en 2040 25,5 TWh minder elektriciteit met offshore wind wordt opgewerkt (het equivalent van de elektriciteitsproductie van 2 kerncentrales).

7. Gevoeligheid voor kosten flexibiliteitstechnieken

In een systeem met veel hernieuwbare elektriciteit zijn flexibiliteitsopties nodig om verschillen tussen variërend aanbod en vraag in balans te brengen. Flexibiliteitsopties zijn vraagsturing (zoals verschuiving van de elektriciteitsvraag voor laden van EV's en productie van waterstof), energieopslag (zoals batterijen, compressed air energy storage), curtailment (afschakelen van wind- en zonne-energie), piekcentrales (op basis van aardgas, waterstof) en handel met het buitenland. Met de inzet van deze opties zijn kosten gemoeid. Deze kosten hangen af van de omvang van flexibiliteit voor de balancerende, de mix van flexibiliteitsopties en de kosten ervan. De gevoeligheid van de systeemkosten voor kostenaannames van flexibiliteitsopties wordt onderzocht door investeringskosten van opslag (batterijen, compressed air energy storage en waterstof) en waterstofproductie (electrolyzers) te variëren met +/- 10% in 2030, +/- 30% in 2040 en +/- 50% in 2050. Daarnaast is gevarieerd in de mate waarin de industrie kan bijdragen aan vraagsturing. In de modellering kan de industriële capaciteit namelijk bewust worden overgedimensioneerd, zodat deze flexibel kan worden terug- of opgeschakeld. De ruimte die hiervoor beschikbaar is, is in de gevoeligheidsanalyse systematisch vergroot of verkleind.

8. Invloed uitloop bouwtijd kerncentrales

In ADAPT en TRANSFORM wordt er van uitgegaan dat de twee nieuwe kerncentrales vanaf 2040 in bedrijf zijn, mits de inzet kostenefficiënt is. Dat is over 15 jaar. De volgende 2 kerncentrales kunnen vanaf 2045 worden ingezet. Uit de 6 onderzochte casussen die Profundo heeft onderzocht blijkt dat de realisatietermijn varieert van 11,8 tot 17,7 jaar (Walstra, 2024). De gevoeligheid van vertraging in de realisatietermijn is onderzocht door het jaar waarin de nieuwe kerncentrales in bedrijf kunnen zijn voor één kerncentrale met 5 jaar op te schuiven. Wanneer meerdere kerncentrales parallel gebouwd worden, worden deze in de regel net na elkaar ontwikkeld met een verloop van ongeveer 1 jaar. Door het verschuiven van het jaar van in bedrijfstelling is de capaciteit voor nieuw kerncentrales in 2040 1,5 GW in plaats van 3 GW en in 2050 4,5 GW in plaats van 6 GW. Door vertraging in de realisatie kunnen de rentelasten oplopen waardoor de investeringskosten toenemen. Dat effect is meegenomen in de gevoeligheid voor hogere investeringskosten kernenergie.

9. Invloed van het beperken tot twee kerncentrales

Op dit worden de contouren geschetst voor de financiële ondersteuning van de eerste twee kerncentrales. Het kabinet heeft daarnaast de ambitie om 2 aanvullende kerncentrales te realiseren. In deze studie wordt er daarom van uitgegaan dat er 4 kerncentrales operationeel zijn in 2050. Besluitvorming hierover hangt onder meer af van voldoende maatschappelijk en politiek draagvlak op het moment van

besluitvorming. Het draagvlak voor kernenergie is de afgelopen decennia sterk gewisseld, en besluitvorming hierover zal pas over enige tijd worden definitief worden genomen. Deze what-if analyse onderzoekt de situatie waarin op dit moment wel besloten wordt voor twee kerncentrales, maar er later geen beslissing volgt voor de derde en vierde kerncentrale. In plaats daarvan wordt het equivalent aan offshore wind gerealiseerd.

10. Loslaten van de beperking van maximaal 6 GW kerncentrales

De bouw van kerncentrales vergt een zekere doorlooptijd, en is onder meer afhankelijk van besluitvormings- en vergunningsprocedures en bouw tijden. Daarom is rekening gehouden met een maximaal potentieel van twee kerncentrales in 2040 en vier kerncentrales in 2050. De mate waarin er aanvullende kerncentrales (ruimtelijk) ingepast kunnen worden kent geen harde fysieke limiet maar is een brede afweging waarbij het in principe mogelijk is om meer kerncentrales te bouwen. Deze what-if analyse legt geen beperkingen op aan het maximale potentieel aan kerncentrales. Hierdoor zal het model zoveel kernenergie inzetten als theoretisch kostenoptimaal is. Het geeft als zodanig inzicht in de maximale potentie van kernenergie, zonder daarbij rekening te houden met maakbaarheid of de vraag of dit politiek wenselijk is.

11. Locatie van kerncentrales niet aan de kust

In deze studie wordt er van uitgegaan dat de kerncentrales aan de kust worden geplaatst met voldoende ruimte en de mogelijkheid de kerncentrales te koelen met zeewater. Voor kerncentrales in het binnenland zijn additionele koeltorens nodig aangezien de hoeveelheid oppervlaktewater in het binnenland doorgaans onvoldoende is om de kerncentrales het hele jaar met het volle vermogen te laten draaien. Daartegenover staat dat een locatie in het binnenland kan leiden tot lagere kosten voor de netinfrastructuur. In de basisscenario's ADAPT en TRANSFORM is de locatie van nieuwe kerncentrale aan de kust meegenomen in de randvoorwaarden. Deze what-if analyse onderzoekt of een binnenlandse locatie meer kostenefficiënt is, dan wel of de systeemkosten toenemen, door geen randvoorwaarde voor de locatie op te nemen en de investeringskosten te verhogen met de kosten van koeltorens.

12. Gevoeligheid kosten van de elektriciteitsinfrastructuur

Door elektrificatie van het energiesysteem is verzwaring en uitbreiding van de elektriciteitsinfrastructuur nodig, zowel op land (hoog- en laagspanning) als op zee. Nieuwe studies wijzen uit dat de kosten voor netverzwaring hoger zijn dan aanvankelijk ingeschat (Strategy&, PWC, 2021) (Strategy&, PWC, 2024; Strategy&, 2023) (IBO, 2025). De gevoeligheid van de resultaten is onderzocht door met betrekking tot elektriciteitsinfrastructuur geëxtrapoleerde kostenkentallen te gebruiken die zijn gebaseerd op de nieuwe studies.

13. Andere energietransitiestrategie buitenland

De Europese elektriciteitsmarkt is sterk geïntegreerd. De uitwisseling van elektriciteit met omliggende landen – het Nederlandse elektriciteitsnetwerk is rechtstreeks verbonden met die van Duitsland, België, Noorwegen, Denemarken en het Verenigd Koninkrijk – wordt in sterke mate bepaald door temporele verschillen in vraag en aanbod die mede afhankelijk zijn van verschillen in vraagprofiel en de elektriciteitsproductiemix. Door nieuwe kernenergie in de Nederlandse productiemix kan de import en export van elektriciteit veranderen ten opzichte van het scenario waarin dit niet gebeurt. Omgekeerd kan de klimaatstrategie van omliggende landen impact hebben op elektriciteitsvraag en de elektriciteitsproductiemix van deze landen. Veranderingen in de prijs en het volume van de importen en exporten van en naar Nederland beïnvloeden de systeemkosten. Om dit laatste te onderzoeken is het

scenario voor toekomstige buitenlandse elektriciteits- en waterstofvraag gewijzigd. Het Europese energiemarktmodel COMPETES-TNO, waarmee het OPERA-model is gekoppeld, gebruikt voor ADAPT en TRANSFORM het TYNDP-scenario uit 2022. Dat scenario is vervangen door het TYNDP-scenario uit 2024. Dit scenario laat in de EU een iets lagere vraag naar elektriciteit (3%) en een lagere vraag naar waterstof (17%) zien dan TYNDP 2022.

14. Andere industriële ontwikkeling in binnen- en buitenland

De scenariovariant ‘Minder competitief & import’ beschrijft een toekomst waarin Nederland de-industrialiseert. Dit geldt voornamelijk voor de grote basisindustrieën die op dit moment in Nederland zijn gevestigd. Deze industrieën, zoals de chemie, kunstmest- en staalindustrie opereren in een mondiale markt, en het beleidskader vanuit Nederland en Europa is voor veel van deze bedrijven bepalend voor hoe competitief zij kunnen zijn. In een wereldbeeld waarin deze industrie deels uit Nederland vertrekt, is het derhalve goed voorstelbaar dat eenzelfde situatie zich ook in andere Europese landen voordoet. Deze what-if analyse onderzoekt de situatie waarbij zowel in Nederland als in Europa de industrie krimpt. Voor de parameterisering hiervan is uitgegaan van de impact assessment van de Europese Commissie.²¹

2.5 Aanpak ‘Overige systeemaspecten’

Het doel van het onderdeel ‘Overige systeemaspecten’ is tweeledig. Enerzijds zijn onderzoekers en opdrachtgevers zich bewust dat dit onderzoek gebruikt wordt in de verdere besluitvorming ten behoeve van de ondersteuning van grote kerncentrales. Het effect op de systeemkosten is daarbinnen één van de elementen die moet worden onderzocht en meegewogen. Tegelijkertijd is dit maar een puzzelstukje in de totale weging. Doel van dit onderdeel is om de systeemaspecten te schetsen waarbinnen de systeemkosten moeten worden meegewogen.

Er is daarnaast ook gekeken naar vragen over kerncentrales ‘achter de meter’ en de impact van de toevoeging van kernenergie aan het systeem op de balanshandhaving en draaiende reserves. Voor deze twee vragen zijn het OPERA en COMPETES-TNO model niet goed geëquipeerd en is geen kwantitatieve analyse uitgevoerd. In plaats daarvan is een meer kwalitatieve analyse uitgevoerd.

De resultaten van deze analyse worden gepresenteerd in hoofdstuk 6.

Kerncentrales ‘achter de meter’

Industriële energievraag heeft een baseload profiel dat goed aansluit op het optimale productieprofiel van een kerncentrale. Deze analyse beantwoordt de vraag of er voordelen zijn door de elektriciteitsproductie van de kerncentrale volledig af te stemmen op de industriële energievraag, waarbij ook de elektriciteitsvraag van industriële waterstofproductie middels elektrolyzers kan worden begrepen. Het is de vraag of het ‘achter de meter’ plaatsen van bepaalde technieken kostenefficiënt is voor het hele energiesysteem. De flexibiliteit die de industrie kan leveren aan het elektriciteitssysteem (power-to-heat, power-to-hydrogen, afschakelen van de vraag) is niet langer beschikbaar voor het hele systeem. Het is mogelijk dat het ‘achter de meter’ plaatsen leidt tot een verhoging van de systeemkosten doordat andere mogelijke duurdere flexibiliteitsopties moeten worden ingezet. In het hoofdstuk ‘Overige systeemaspecten’ wordt over de werking hiervan een kwalitatieve beschouwing gegeven in relatie tot de eerder beschreven modellering.

²¹ [EUR-Lex - 52024SC0063 - EN - EUR-Lex](#)

- *Balanshandhaving en draaiende reserves*
De netbeheerder van het landelijke hoogspanningsnet (TenneT) heeft (onder andere) als wettelijke taak om het elektriciteitssysteem in balans te houden. Hiertoe wordt op verschillende tijdschalen regelbaar vermogen ingezet:
- *Primair Regelvermogen (FCR - Frequency Containment Reserve)*: Dit regelvermogen wordt automatisch ingezet om afwijkingen van de systeemfrequentie van 50 Hz te stabiliseren. Dit vermogen wordt verspreid over alle landen in de *Continental Europe Synchronous Area* en binnen enkele seconden geactiveerd. Hiervoor worden vooral draaiende reserves in elektriciteitscentrales en batterijsystemen ingezet. Dit vermogen wordt door de systeembeheerders op een (dagelijkse) Europese markt voor de volgende dag gecontracteerd.
- *Secundair Regelvermogen (aFRR - automatic Frequency Restoration Reserve)*: Dit regelvermogen wordt automatisch geactiveerd om de frequentie te herstellen naar 50 Hz na een initiële afwijking waarbij het primaire regelvermogen weer wordt vrijgemaakt voor een volgende actie. Secundair regelbaar vermogen wordt binnen enkele minuten geactiveerd. Hiervoor worden voornamelijk gascentrales en batterijsystemen ingezet, en in toenemende mate ook vraagrespons. Dit vermogen wordt voor de volgende dag gecontracteerd op een dagelijkse capaciteitsmarkt. Inzet gebeurt intraday op basis van de *merit order* (op prijs gerangschikte biedingen) van het gecontracteerde vermogen.
- *Tertiair Regelvermogen (mFRR - manual Frequency Restoration Reserve)*: Dit vermogen wordt handmatig geactiveerd om langdurige onevenwichtigheden te corrigeren en de secundaire reserve weer vrij te maken voor een volgende actie. Inzet hiervan vindt plaats vanaf enkele minuten tot enkele uren na het optreden van de verstoring. Alle mogelijke bronnen kunnen hiervoor worden ingezet, waarvoor elektriciteitscentrales, vraagrespons en andere opwek- en verbruiksbronnen die beschikbaar zijn. Ook dit vermogen wordt via een capaciteitsmarkt en een activatiemarkt gecontracteerd en afgeroepen.

De resultaten van de 2050 scenario's zonder en met kernenergie zijn onderling vergeleken om de beschikbaarheid van voldoende regelvermogen voor de verschillende markten te beoordelen.

Workshop 'Overige systeemaspecten'

Om de resultaten in bredere context te plaatsen heeft op 15 mei 2025 een workshop plaatsgevonden met beleidsmakers uit verschillende afdelingen van het ministerie van Klimaat en Groene Groei. Hierin is een inventarisatie gedaan van die aspecten die doorslaggevend zouden kunnen of moeten zijn bij de besluitvorming over kernenergie – los van de systeemkosten. Naar deze onderwerpen is een zeer beknopte literatuurstudie uitgevoerd.

Elektriciteitsprijsanalyse

Om het effect van kernenergie op de elektriciteitsprijzen te onderzoeken zijn met het elektriciteitsmarktmodel COMPETES-TNO (zie paragraaf 5.8) elektriciteitsprijsprofielen gesimuleerd. Deze analyse is uitgevoerd voor ADAPT en TRANSFORM met en zonder kernenergie en de what-if case *Invloed van het beperken tot twee kerncentrales*.

3 ADAPT en TRANSFORM met en zonder kernenergie

In dit hoofdstuk worden de kosteneffecten van het opnemen of uitsluiten van kernenergie in het Nederlandse energiesysteem besproken. In paragraaf 3.1 komt het ADAPT-scenario aan bod, in paragraaf 3.2 het TRANSFORM-scenario en in paragraaf 3.3 een TRANSFORM-variant met een kleinere industrie.

In het ADAPT-scenario spelen CCS en fossiele brandstoffen een grotere rol dan in TRANSFORM, en is het energiepotentieel voor zonne- en windenergie lager. Het toevoegen van kernenergie in concurrentie met wind op zee heeft slechts een minimale invloed op de totale systeemkosten. Het Nederlandse energiesysteem is in ADAPT minder afhankelijk van elektrificatie door gebruik van fossiele en biomassa alternatieven. Daardoor kan de stijging in de kosten voor de energiesector worden gecompenseerd door het toevoegen van kernenergie door aanpassingen in brandstofconversie en eindgebruik. Met name de vervanging van wind op zee door 6 GW kernenergie (in equivalente opwekkingsvolumes) leidt tot een aanzienlijke verlaging van de kosten voor de invoer van fossiele brandstoffen en infrastructuur, ondanks hogere uitgaven voor de elektriciteitssector.

In het TRANSFORM-scenario zijn CCS, biomassa en fossiele brandstoffen minder beschikbaar en is het potentieel aan zonne- en windenergie groter dan in het ADAPT-wereldbeeld. Ook hier leidt de vervanging van offshore-windenergie door 6 GW kernenergie (in equivalente opwekkingsvolumes) niet tot een significante stijging van de totale systeemkosten. In dit geval vindt de kostenbalancerings echter voornamelijk plaats binnen de elektriciteitssector. Met beperkte alternatieven buiten het elektriciteitssysteem is de kostenverlaging hier te danken aan een verbeterde dynamiek van de elektriciteitsinvoer en -uitvoer, zowel qua volume als qua prijs, waardoor de extra kosten in verband met kernenergie worden gecompenseerd.

In de TRANSFORM-variant met kleinere industrie worden er richting 2050 geen kerncentrales gebouwd. Door minder industriële activiteit en meer import van brandstoffen en halffabricaten is het systeem minder krap. Daarom is de analyse omgedraaid: in plaats van kernenergie uit te sluiten, is in de “met kernenergie”-case kernvermogen exogeen geforceerd. Dat geeft vergelijkbare systeemeffecten, vooral in de elektriciteitssector; andere delen van het energiesysteem veranderen nauwelijks. Het toevoegen van kernenergie leidt hier wel tot significant hogere systeemkosten.

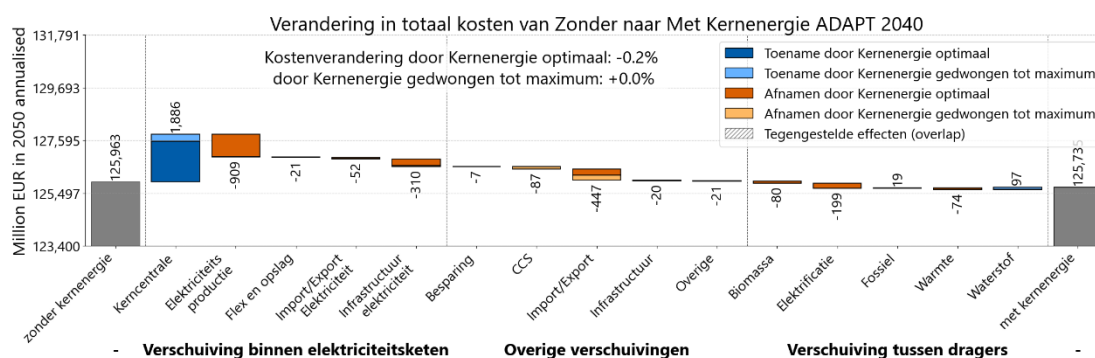
3.1 ADAPT

3.1.1 Zichtjaar 2040

In 2040 laat het ADAPT-scenario, dat relatief meer nadruk legt op CCS, fossiele brandstoffen en industrie (vergeleken met TRANSFORM), een kleine daling van de totale systeemkosten zien van ongeveer 230 miljoen euro, ofwel ongeveer 0,2% bij de overgang van een situatie zonder naar met kernenergie. Zoals te zien is in Figuur 3.1, worden de belangrijkste kostenveranderingen veroorzaakt door exogeen vastgestelde parameters: een stijging van de kosten voor kernenergie met ongeveer

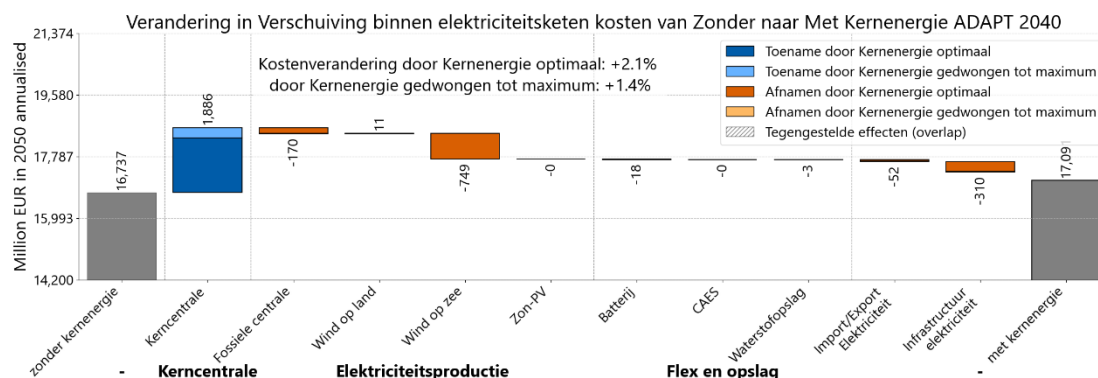
€ 1,9 miljard, een daling van de kosten voor elektriciteitsproductie met ongeveer € 0,9 miljard (grotendeels wind op zee) en ‘infrastructuur elektriciteit’ (grotendeels net op zee). Andere categorieën, zoals “Overige verschuivingen” en “Verschuiving tussen dragers”, laten kleinere veranderingen zien. Dit suggereert dat de totale impact op de systeemkosten voornamelijk het gevolg is van de verschuiving van een systeem dat uitsluitend op offshore windenergie is gebaseerd naar een systeem dat offshore windenergie en kernenergie combineert. Binnen “Overige verschuivingen” zijn de meest opvallende veranderingen een daling van € 447 miljoen in import- en exportkosten (minder import aardgas en biomassa) en een daling van € 199 miljoen in elektrificatiekosten onder “Verschuiving tussen dragers” (minder kosten aan grondgebonden warmtepompen).

Het is belangrijk op te merken dat in dit scenario kernenergie niet tot zijn maximale potentieel wordt benut, aangezien slechts 2,5 GW van de mogelijke 3 GW wordt gerealiseerd. Als het systeem wordt gedwongen om de laatste 0,5 GW aan nucleaire capaciteit te realiseren, stijgen de totale systeemkosten met 0,004%. Als de volledige 3 GW wordt gebouwd, dalen de import- en exportkosten verder, terwijl de nucleaire kosten natuurlijk stijgen. Dit betekent dat het opnemen van meer kernenergie in het systeem de afhankelijkheid van geïmporteerde brandstoffen kan verminderen.



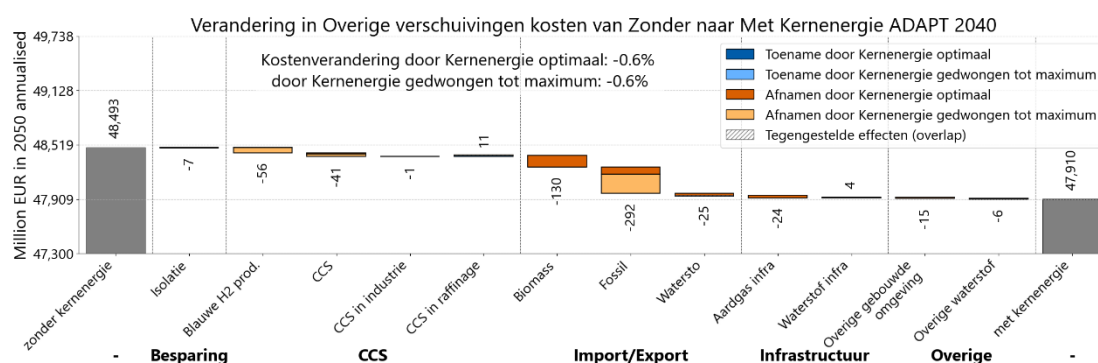
Figuur 3.1: Watervalgrafiek van de totale energiesysteemkosten Zonder naar Met Kernenergie ADAPT 2040. De kostenimpact wordt verdeeld in verandering door kernenergie optimaal (bereikt niet het maximale potentieel) en Kernenergie gedwongen tot max. Blauw: kostenstijging, oranje: kostendaling; strepen geven overlapping in stijging en daling aan bij een tegengesteld effect. Kosten uitgedrukt in EUR2024.

Het ADAPT-scenario voor 2040 laat de veranderingen zien in de categorie ‘Verschuiving binnen elektriciteitsketen’. In Figuur 3.2 zoomen we hier verder op in. In totaal stijgen de kosten in deze categorie met ongeveer € 600 miljoen, ofwel 3,5%. € 240 miljoen daarvan, gelijk aan 1,4%, is afkomstig van het forceren van de laatste 0,5 GW aan kernenergie. De directe effecten van de exogeen vastgestelde parameters zijn een stijging van € 1,9 miljard in de kosten voor kernenergie en een daling van € 750 miljoen in de kosten voor offshore windenergie. Alle andere kostenveranderingen in deze categorie worden veroorzaakt door indirecte systeemeffecten. De grootste daarvan is een daling van € 310 miljoen in de kosten voor elektriciteitsinfrastructuur, voornamelijk als gevolg van verminderde behoefte aan hoogspanningskabels voor wind op zee. Er is ook een daling van € 170 miljoen in de kosten voor fossiele energiecentrales, als gevolg van lagere behoefte aan aardgasturbines voor systeemflexibiliteit, aangezien door de lagere capaciteit wind op zee de behoefte aan flexibele reservecapaciteit vermindert.



Figuur 3.1: Waterfallgrafiek van ‘Verschuiving binnen elektriciteitsketen Zonder naar Met Kernenergie ADAPT 2040. De kostenimpact wordt verdeeld in verandering door kernenergie optimaal (bereikt niet het maximale potentieel) en Kernenergie gedwongen tot max. Blauw: kostenstijging, oranje: kostendaling; strepen geven overlapping in stijging en daling aan bij een tegengesteld effect. Kosten uitgedrukt in EUR2024

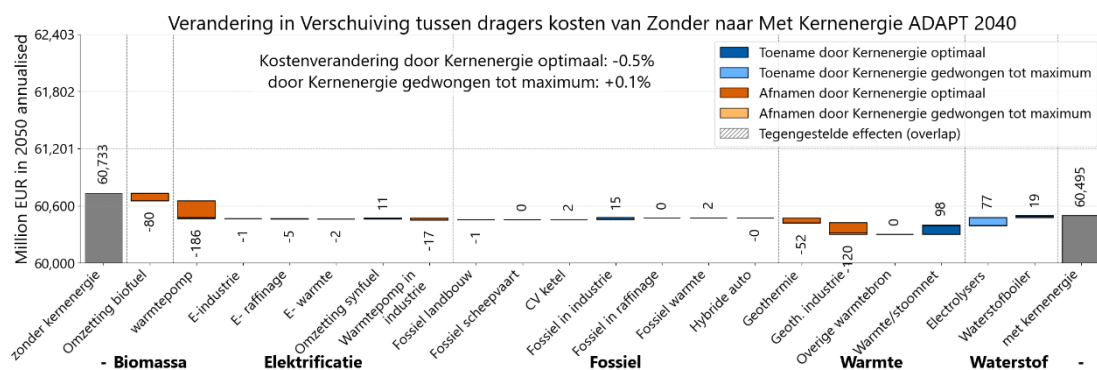
Figuur 3.3 zoomt in op de categorie “Overige verschuivingen”. Daarin zien we een totale kostenvermindering van ongeveer 580 miljoen euro, ofwel 1,2%, wanneer kernenergie wordt geïntroduceerd. De grootste verminderingen doen zich voor in de import- en exportgerelateerde kosten: de import van fossiele brandstoffen daalt met 292 miljoen euro, de import van biomassa met 130 miljoen euro en de import van waterstof met 25 miljoen euro. De daling van de invoer van fossiele brandstoffen wordt voornamelijk verklaard door een vermindering van 21 PJ, of ongeveer 4%, van de invoer van aardgas, wat wijst op een milde concurrentie tussen kernenergie en aardgas in het systeem. Voor biomassa blijft het totale ingevoerde volume relatief stabiel, maar het type biomassa verandert enigszins, aangezien kernenergie leidt tot een afname van 7,7 PJ in het geval van de duurste invoer van houtige biomassa, wat resulteert in lagere kosten. Een ander opvallend effect is te zien in de categorie blauwe waterstof binnen de categorie CCS. Wanneer de laatste 0,5 GW aan nucleaire capaciteit exogeen wordt opgelegd, neemt de productie van blauwe waterstof aanzienlijk af. Het totale systeem is een fractie goedkoper wanneer een deel van de productie van blauwe waterstof wordt gecombineerd met 2,5 GW aan kernenergie, maar blauwe waterstof verdwijnt bijna volledig wanneer de volledige 3 GW aan nucleaire capaciteit wordt gerealiseerd.



Figuur 3.3: Waterfallgrafiek van “Overige verschuivingen” kosten Zonder naar Met Kernenergie ADAPT 2040. De kostenimpact wordt verdeeld in verandering door kernenergie optimaal (bereikt niet het maximale potentieel) en Kernenergie gedwongen tot max. Blauw: kostenstijging, oranje: kostendaling; strepen geven overlapping in stijging en daling aan bij een tegengesteld effect. Kosten uitgedrukt in EUR2024.

Ten slotte zoomt Figuur 3.4 in op ‘Verschuiving tussen dragers’. In deze categorie laten we zien in welke installaties moet worden geïnvesteerd door eindgebruikers en voor brandstofconversies. We zien hier een complex samenspel aan verschuivingen in biomassaverbruik, elektrificatie en waterstofproductie wanneer we overschakelen van

een systeem dat, naast wind op land en zonne-energie, op offshore windenergie is gebaseerd naar een systeem met een mix van offshore windenergie en kernenergie. Hier dalen de totale kosten met ongeveer 301 miljoen euro, ofwel 0,4% (vergeleken met gedwongen kernenergie). Binnen “Verschuiving tussen dragers” is het grootste effect een daling van € 193 miljoen in de elektrificatiekosten, met name in verband met warmtepompen. In dit geval neemt de vraag naar warmtepompen niet af, maar worden er goedkopere en minder efficiënte warmtepompen geïnstalleerd naarmate het systeem zich aanpast aan lagere kosten. Een andere opvallende daling is € 120 miljoen aan geothermische capaciteit in de industrie, meestal omdat in plaats daarvan kleine modulaire reactoren (SMR's) worden gebruikt voor industriële warmteproductie. Wanneer het systeem gedwongen wordt om de laatste 0,5 GW aan nucleaire capaciteit te realiseren, stijgen de kosten in deze categorie licht met ongeveer 63 miljoen euro (0,1%). Dit wordt voornamelijk veroorzaakt door hogere kosten voor waterstofelektrolyse, die gedeeltelijk de productie van blauwe waterstof vervangt.

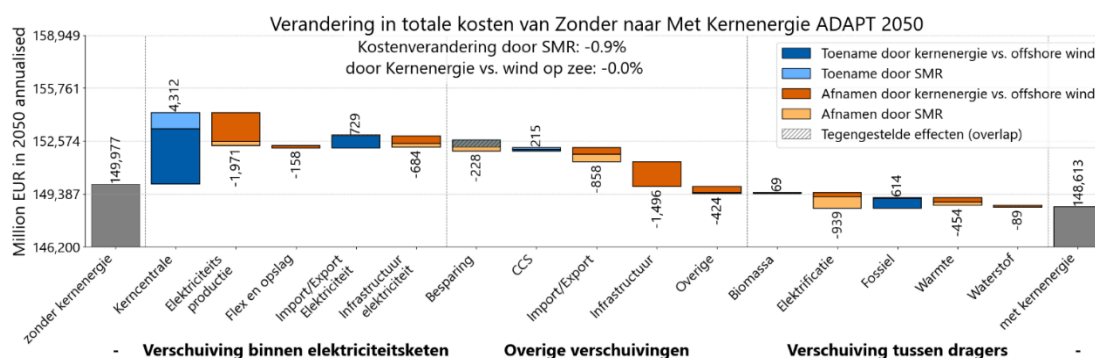


Figuur 3.4: Watervalgrafiek van ‘Verschuiving tussen dragers’ kosten Zonder naar Met Kernenergie ADAPT 2040. De kostenimpact wordt verdeeld in verandering door kernenergie optimaal (bereikt niet het maximale potentieel) en Kernenergie gedwongen tot max. Blauw: kostenstijging, oranje: kostendaling; strepen geven overlapping in stijging en daling aan bij een tegengesteld effect. Kosten uitgedrukt in EUR2024.

Over het algemeen laat het ADAPT-scenario voor 2040 relatief kleine verschuivingen in de totale systeemkosten zien, waarbij de meeste veranderingen worden veroorzaakt door exogeen vastgestelde aannames in plaats van door interne systeemodynamiek. De meest opvallende veranderingen in Figuur 3.4 zijn de verminderde invoer van aardgas dankzij kernenergie, goedkopere elektrificatieopties zoals goedkopere maar minder efficiënte warmtepompen, en lagere kosten voor elektriciteitsinfrastructuur doordat er minder hoogspanningskabels op zee nodig zijn als gevolg van de verminderde offshore windcapaciteit.

3.1.2 Zichtjaar 2050

Voor het ADAPT-scenario blijkt uit de analyse dat de totale systeemkosten met 1,3 miljard euro of 1,2% dalen als kernenergie wordt toegevoegd aan het energiesysteem. Kernenergie, zowel grote kerncentrales als SMR's, kost 4,3 miljard euro (Figuur 3.5). Houd er rekening mee dat in de analyse voor 2050 ook de kostenimpact van SMR's naast grote kerncentrales wordt onderzocht. Dit maakt het mogelijk om te onderscheiden welke kosteneffecten voortkomen uit de concurrentie tussen grote kerncentrales en offshore wind, en welke voortkomen uit de mogelijkheid om SMR's te gebruiken. Deze kosten worden meer dan gecompenseerd door kostenreducties in de rest van het energiesysteem. Wanneer alleen offshore windenergie en grote kerncentrales worden vergeleken, zonder rekening te houden met de impact van SMR's, zijn de totale systeemkosten vrijwel identiek.



Figuur 3.5: Waterfallgrafiek van totaal energiesysteemkosten Zonder naar Met Kernenergie ADAPT 2050. De kostenimpact wordt verdeeld in verandering door kernenergie vs offshore wind (direct competitie) en het toevoegen van SMR's (additionele productiecapaciteit). Blauw: kostenstijging, oranje: kostendaling; strepen geven overlapping in stijging en daling aan bij een tegengesteld effect. Kosten uitgedrukt in EUR2024.

Het inzetten van kernenergie in plaats van offshore windenergie leidt tot een marginale kostenbesparing van 17 miljoen euro of 0,0 % van de totale systeemkosten. Het grootste deel van de kostenbesparingen op het gebied van kernenergie is dus te danken aan de toevoeging van SMR's.

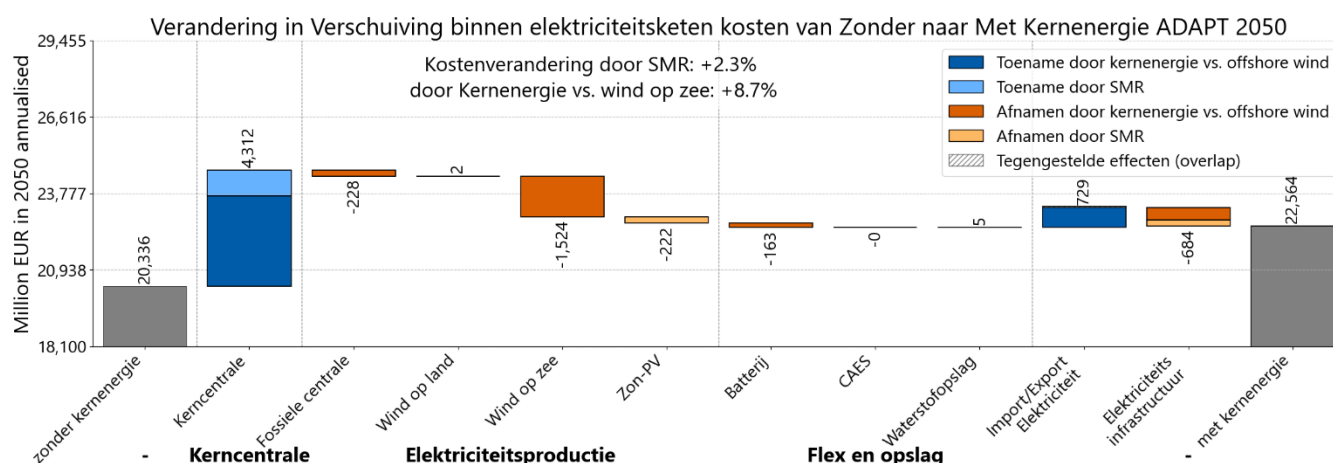
De belangrijkste kostenbesparingen in verband met SMR's zijn het gevolg van een toename van de elektrificatie van het energiesysteem en een afname van de invoer van fossiele brandstoffen. De toevoeging van SMR's vervangt een deel van de invoer van fossiele brandstoffen door warmte en elektriciteit uit SMR's. Deze extra elektriciteitsproductie maakt extra elektrificatie bij eindgebruikers mogelijk.

Hoewel de totale systeemkostenverschillen minimaal zijn, is er een aanzienlijke verschuiving in de verdeling van de kosten over de sectoren. De kosten voor elektriciteitsvoorziening stijgen met 2,2 miljard euro als gevolg van nucleaire investeringen, gedeeltelijk gecompenseerd door een verminderde behoefte aan offshore windenergie, netuitbreidingen, flexibiliteit en import. In andere sectoren leiden deze veranderingen echter tot een besparing van 3,3 miljard euro, voornamelijk door lagere kosten voor de import van primaire energie en goedkopere elektrificatie-opties. Een stabiele nucleaire productie leidt ook tot een "Verschuiving tussen dragers" (rechterkant van Figuur 3.6), wat goed is voor 0,8 miljard euro aan kostenbesparingen voor het hele systeem. Door de toegenomen binnenlandse waterstofproductie kunnen meer synthetische brandstoffen voor bunkers en waterstof als grondstof worden gebruikt. In bunkers vervangt synthetische brandstoffen (van waterstof) fossiele brandstoffen en bij grondstoffen vervangt het een deel van de biomassa. Hierdoor komt waardevolle biomassa vrij voor andere toepassingen in de industrie en voor bunkerbrandstoffen, wat een kosteneffectiever systeem mogelijk maakt. In de volgende sub paragrafen gaan we dieper in op de drie hoofdcategorieën.

3.1.2.1 Verdieping 'Verschuiving binnen elektriciteitsketen'

Het opnemen van kernenergie in het energiesysteem leidt tot een aantal belangrijke verschuivingen in de elektriciteitssector. Ten eerste stijgen de kosten door de bouw van kerncentrales met 4,3 miljard euro (inclusief SMR) (Figuur 3.6). Tegelijkertijd zijn er minder gasgestookte elektriciteitscentrales nodig, waardoor aardgas kan worden ingezet voor andere sectoren. De offshore windcapaciteit wordt verminderd (als gevolg van een bovengrens die is opgelegd om de totale elektriciteitsproductie gelijk te houden), wat een besparing van 1,5 miljard euro oplevert. Bovendien wordt er ter waarde van 222 miljoen euro per jaar minder geïnvesteerd in zonne-energie. Als gevolg van deze laatste twee factoren daalt de totale binnenlandse elektriciteitsproductie met

ongeveer 3% en neemt de behoefte aan flexibiliteitsopties af. De flexibiliteitskosten dalen dus wanneer kernenergie wordt opgenomen, ondanks dat kernenergie niet als flexibele bron wordt ingezet. Kernenergie fungeert hier als een constante basislastbron²², die continu in bedrijf is en de output niet aanpast aan de behoeften van het systeem. De vermindering van de vraag naar flexibiliteit komt voort uit de lagere capaciteit voor wind op zee en zon-PV. De volcontinue nucleaire output kan leiden tot elektriciteitsoverschotten, die worden gebruikt om waterstof te produceren. Bij ongewijzigde elektrolysecapaciteit stijgt de waterstofproductie met 11% als gevolg van meer vollasturen dankzij de stabiele nucleaire voorziening.



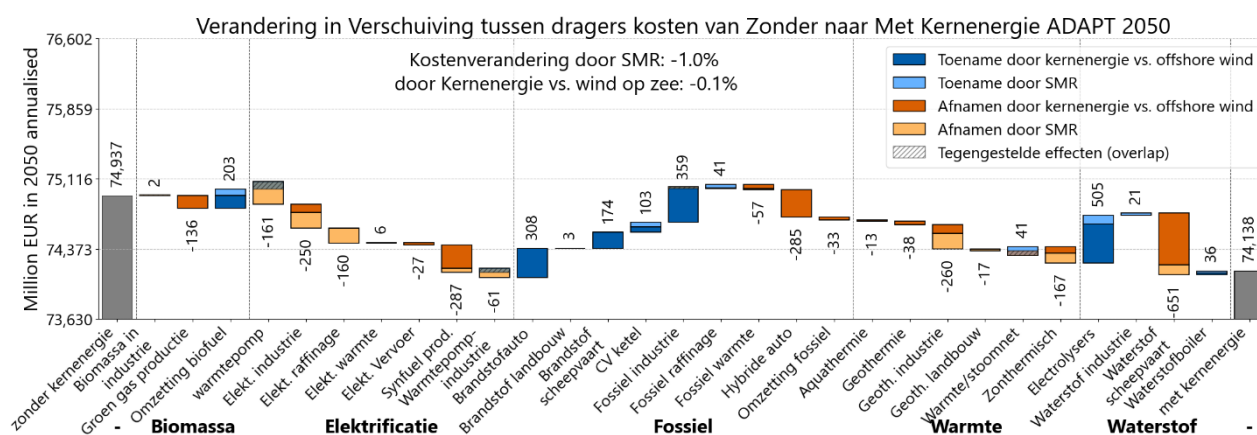
Figuur 3.6: Watervalgrafiek van totaal 'Verschuiving binnen elektriciteitsketen' kosten Zonder naar Met Kernenergie ADAPT 2050. De kostenimpact wordt verdeeld in verandering door kernenergie vs offshore wind (direct competitie) en SMR inclusie. Blauw: kostenstijging, oranje: kostendaling; strepen geven overlapping in stijging en daling aan bij een tegengesteld effect. Kosten uitgedrukt in EUR2024.

De netto invoer van elektriciteit stijgt met 40 PJ, wat resulteert in een kostenstijging van 597 miljoen euro, terwijl de gemiddelde invoerprijzen niet significant veranderen. Er is een bijkomend prijseffect door veranderingen in de gemiddelde invoer- en uitvoerprijzen. Deze toegenomen invoer ondersteunt de mogelijkheid om flexibiliteitsopties en elektriciteitsinfrastructuur te verminderen, door flexibiliteit te bieden en de druk op de infrastructuur te verlichten (piekvermindering). Daardoor kunnen ook de infrastructuurkosten met 685 miljoen euro dalen. Het grootste deel hiervan is te danken aan lagere investeringen in het net op zee (583 miljoen euro), samen met kleinere dalingen in de laadinfrastructuur voor elektrische voertuigen (63 miljoen euro) en het laagspanningsnet (39 miljoen euro).

²² Methodologische verschillen tussen OPERA en COMPETES-TNO leiden ertoe dat er verschillen zijn in de uitkomsten tussen beide modellen. Het OPERA-model kiest ervoor kernenergie als basislast in te zetten en COMPETES als lastvolgende technologie.

3.1.2.2 Verdieping ‘Verschuiving tussen dragers’

De toepassing van kernenergie, en met name SMR's, leidt tot een kostenbesparing van 788 miljoen euro of 1,3% in de categorie ‘Verschuiving tussen energiedragers’ (Figuur 3.73.2). Deze daling wordt voornamelijk veroorzaakt door de impact van SMR's. Er is een aanzienlijke daling van de elektrificatiekosten bij eindverbruikers, welke met name bestaan uit de kosten voor warmtepompen en industriële elektrificatie. Tegelijkertijd stijgen de kosten voor technologieën die fossiele brandstoffen verbruiken.

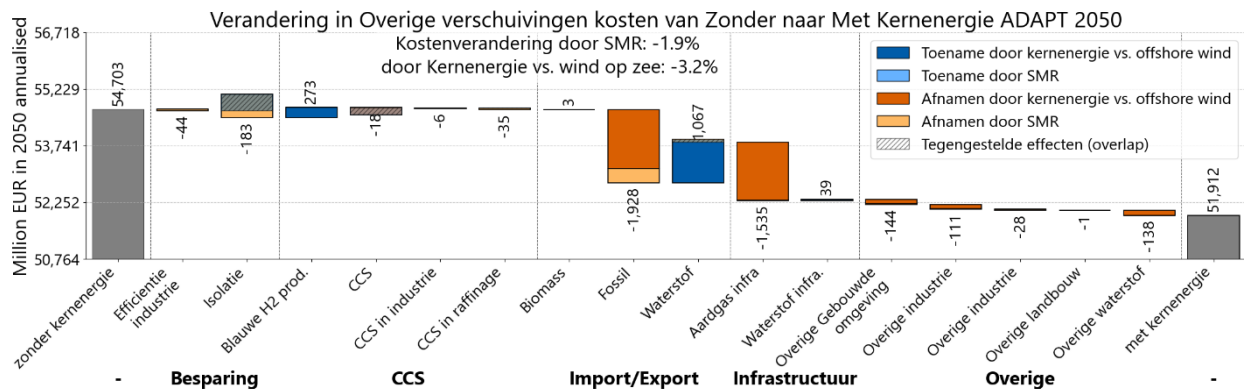


Figuur 3.7: Watervalgrafiek van totaal ‘Verschuiving tussen dragers’ kosten Zonder naar Met Kernenergie ADAPT 2050. De kostenimpact wordt verdeeld in verandering door kernenergie vs offshore wind (direct competitie) en SMR inclusie. Blauw: kostenstijging, oranje: kostendaling; strepen geven overlapping in stijging en daling aan bij een tegengesteld effect. Kosten uitgedrukt in EUR2024.

Warmtepompen laten een gemengd beeld zien. Het toevoegen van SMR's leidt tot minder kosten, terwijl de concurrentie tussen offshore windenergie en centrale kernenergie de kosten doet stijgen. Het netto-effect is een kostenverlaging dankzij het toevoegen van SMR's. Ook de kosten in verband met waterstof verschuiven. De kosten voor elektrolyse stijgen met 505 miljoen euro, doordat de vraag naar waterstof sterk toeneemt, vooral door meer direct waterstofgebruik in de industrie (+49%) en voor feedstock (+79%). Tegelijkertijd daalt het gebruik van synthetische brandstoffen op basis van waterstof in de scheepvaart met 651 miljoen euro, omdat goedkopere elektrificatie-opties beschikbaar komen. De toevoeging van kernenergie maakt zowel efficiëntere directe elektrificatie (rechtstreeks gebruik van elektriciteit) als indirecte elektrificatie (groter gebruik van waterstof) mogelijk, wat leidt tot goedkopere bunkerbrandstoffen en meer mogelijkheden om te elektrificeren. Dit leidt tot goedkopere bunkerbrandstoffen en meer mogelijkheden om te elektrificeren. In de categorie warmte maakt kernenergie meer betaalbare warmteoplossingen mogelijk door de noodzaak van dure geothermische en thermische zonne-energie technologieën weg te nemen. Doordat het systeem minder beperkingen is opgelegd zijn deze dure technologieën niet meer noodzakelijk.

3.1.2.3 Verdieping ‘Overige verschuivingen’

Door de toevoeging van SMR's neemt het beschikbare productievermogen toe, waardoor er iets minder nadruk op energiebesparende maatregelen nodig is. Dit vertaalt zich in minder isolatiemaatregelen en levert een kostenbesparing op van circa€ 184 miljoen (Figuur 3.8). Zo worden kantoren opgewaardeerd naar energielabel B in plaats van A. Buiten de invloed van SMR's (dus bij de vergelijking tussen kernenergie en offshore wind) zouden de isolatiekosten juist toenemen wanneer kernenergie wordt toegevoegd.



Figuur 3.8: Watervalgrafiek van totaal ‘Overige verschuivingen’ kosten Zonder naar Met Kernenergie ADAPT 2050. De kostenimpact wordt verdeeld in verandering door kernenergie vs offshore wind (direct competitie) en SMR inclusie. Blauw: kostenstijging, oranje: kostendaling; strepen geven overlapping in stijging en daling aan bij een tegengesteld effect. Kosten uitgedrukt in EUR2024.

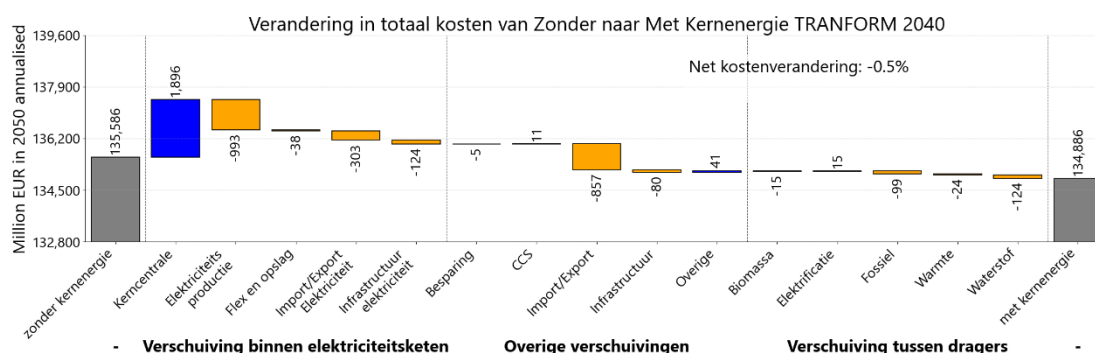
Er is een stijging van 273 miljoen euro in de kosten voor blauwe waterstof via autothermische reforming van aardgas (ATR) met CO₂-afvang. De productievolumes blijven gelijk, maar de kosten nemen toe door capaciteitsuitbreidingen in 2040 en 2045; in 2050 lopen nog kapitaallasten (capex) door omdat resterende capaciteit dan nog aanwezig is. De waterstofimport stijgt met bijna 1,3 miljard euro. Tegelijkertijd daalt de import van fossiele brandstoffen aanzienlijk, met 3,7 miljard euro minder aan aardgasimport. Dit wordt gedeeltelijk gecompenseerd door 1,8 miljard euro meer aan LNG voor de scheepvaart en ongeveer 263 miljoen euro aan extra dieselimport. Met lagere aardgasimporten neemt ook de behoefte aan infrastructuur aanzienlijk af, wat leidt tot een kostenbesparing van 1,5 miljard euro.

In de gebouwde omgeving worden de investeringen in thermische zonne-energie technologieën verminderd. De gecombineerde jaarlijkse uitgaven voor deze technologieën dalen van 790 miljoen euro naar 646 miljoen euro.

3.2 TRANSFORM

3.2.1 Zichtjaar 2040

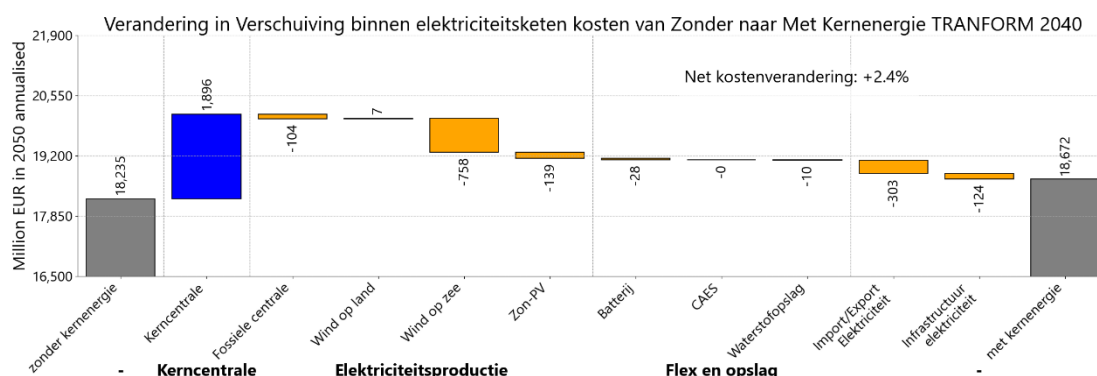
In 2040 vertoont het TRANSFORM-scenario, dat meer steunt op hernieuwbare energiebronnen zoals wind en zon en minder op CCS en fossiele brandstoffen, andere resultaten dan het ADAPT-scenario wanneer offshore windenergie (“zonder kernenergie”) wordt vervangen door een mix van kernenergie en offshore windenergie (“met kernenergie”). In dit scenario is het maximale nucleaire potentieel volledig benut, met 3 GW (twee centrales) geïnstalleerd, in tegenstelling tot ADAPT. In plaats van de totale kostenverlaging van 0,2% in ADAPT, laat het TRANSFORM scenario een grotere daling zien van ongeveer 0,5%, hetgeen neerkomt op ongeveer 300 miljoen euro aan totale energiesysteemkosten (zie Figuur 3.9).



Figuur 3.9: Watervalgrafiek van totaal energiesysteemkosten Zonder naar Met Kernenergie TRANSFORM 2040. Blauw: kostenstijging, oranje: kostendaling; strepen geven overlapping in stijging en daling aan bij een tegengesteld effect. Kosten uitgedrukt in EUR2024.

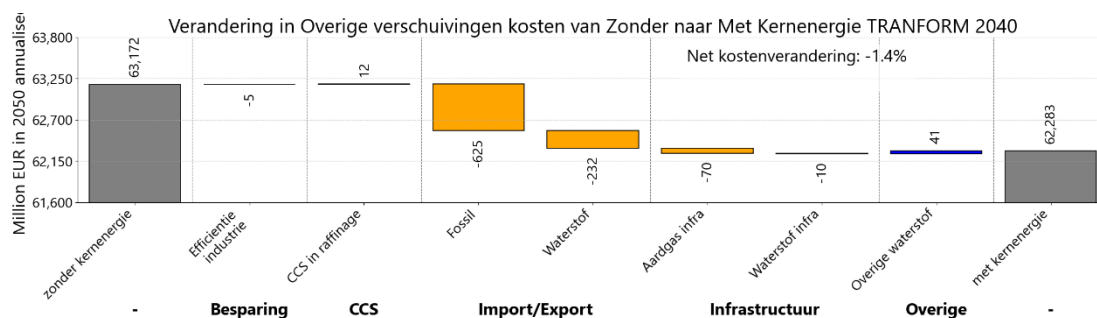
Het directe effect van de exogeen opgelegde veranderingen van kernenergie en offshore windenergie in Figuur 3.9, leidt met name in de eerste categorie “Verschuiving binnen elektriciteitsketen”, tot een kostenstijging van € 1,9 miljard. Dit is het gevolg van de opname van kernenergie en een kostenverlaging van € 758 miljoen door verminderde offshore windenergiecapaciteit. Deze twee verschuivingen domineren dit deel van de watervalgrafiek. Alle andere kostenverschuivingen binnen “Overige verschuivingen” en “Verschuiving tussen dragers” zijn indirecte veranderingen op systeemniveau. Sommige indirecte verschuivingen vinden ook plaats binnen “Verschuiving binnen elektriciteitsketen”, zoals een daling van € 303 miljoen in de import/export van elektriciteit en een daling van € 124 miljoen in de kosten voor elektriciteitsinfrastructuur (voornamelijk op zee). In de categorie “Overige verschuivingen” is er een aanzienlijke kostenvermindering van € 857 miljoen in de subcategorie “Import/export”, terwijl de laatste categorie in de grafiek, “Verschuiving tussen dragers”, meer gematigde veranderingen laat zien, met als grootste verandering een daling van € 124 miljoen in waterstof gerelateerde kosten.

Als we inzoomen op “Verschuiving binnen elektriciteitsketen”, de eerste categorie in de grafiek met totale systeemkosten, krijgen we een beter inzicht in de verschuivingen in de energiesector. In deze categorie stijgen de kosten met € 437 miljoen, ofwel 2,4%. Hoewel bijna alle subcategorieën binnen deze sectie een kostenverlaging laten zien, zijn deze besparingen niet voldoende om de grote kostenstijging van € 1,9 miljard als gevolg van kernenergie te compenseren. Naast de directe effecten van aanpassingen op het gebied van kernenergie en offshore windenergie, vinden er ook opmerkelijke indirecte verschuivingen plaats: een daling van € 303 miljoen in de import/export van elektriciteit, een daling van € 139 miljoen in de installatiekosten van zonne-energie, een daling van € 124 miljoen in de elektriciteitsinfrastructuur (gedreven door € 141 miljoen op zee) en een daling van € 104 miljoen in de kosten van aardgasturbines voor elektriciteitsproductie (CCGT).



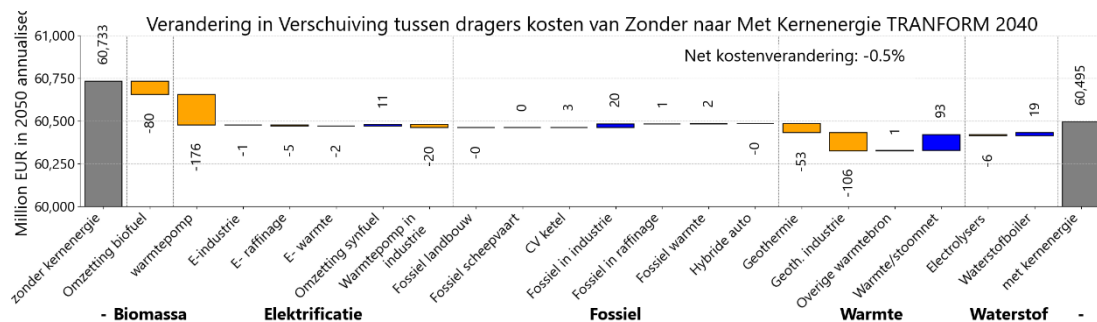
Figuur 3.10: Waterfallgrafiek van “Verschuiving binnen elektriciteitsketen” Zonder naar Met Kernenergie TRANSFORM 2040. Blauw: kostenstijging, oranje: kostendaling; strepen geven overlapping in stijging en daling aan bij een tegengesteld effect. Kosten uitgedrukt in EUR2024.

Figuur 3.11 geeft voor de categorie “Overige verschuivingen” een beter inzicht in de veranderingen op systeemniveau buiten de elektriciteitssector wanneer wind op zee (“zonder kernenergie”) wordt vervangen door een mix van kernenergie en wind op zee (“met kernenergie”). In deze categorie is er een totale kostenvermindering van 889 miljoen euro, of ongeveer 1,4%. Bijna de helft van de extra kosten van kernenergie worden gecompenseerd door de besparingen in deze categorie. De belangrijkste drijvers voor deze daling zijn een vermindering van ongeveer 41 PJ, ofwel 8%, in de invoer van aardgas, hetgeen resulteert in € 625 miljoen lagere kosten, en een daling van € 232 miljoen in de kosten voor de invoer/uitvoer van waterstof (zie het gedeelte “Import/Export”). Net als in het ADAPT-scenario voor 2040 laat dit zien dat de toevoeging van kernenergie de afhankelijkheid van geïmporteerde brandstoffen vermindert.



Figuur 3.11: Waterfall chart van “Overige verschuivingen” kosten Zonder naar Met Kernenergie TRANSFORM 2040. Blauw: kostenstijging, oranje: kostendaling; strepen geven overlapping in stijging en daling aan bij een tegengesteld effect. Kosten uitgedrukt in EUR2024

Figuur 3.12 toont “Verschuiving tussen dragers” in meer detail, waardoor de systemische kostenveranderingen in het eindgebruik van energie beter te begrijpen zijn. In deze categorie is er een totale netto kostenvermindering van ongeveer 238 miljoen euro, ofwel 0,5%. Net als in ADAPT 2040 zijn de grootste bijdragen aan deze kostenreductie te danken aan besparingen op het gebied van elektrificatie, met € 176 miljoen aan goedkopere warmtepompinstallaties en € 106 miljoen aan lagere geothermische kosten in de industrie. Er is ook een lichte stijging van € 20 miljoen in het gebruik van fossiele brandstoffen binnen de industrie en een extra stijging van € 93 miljoen in de kosten voor warmte- en stoomnetten, wat verband houdt met de introductie van kleine modulaire reactoren (SMR's) voor industriële warmteproductie.

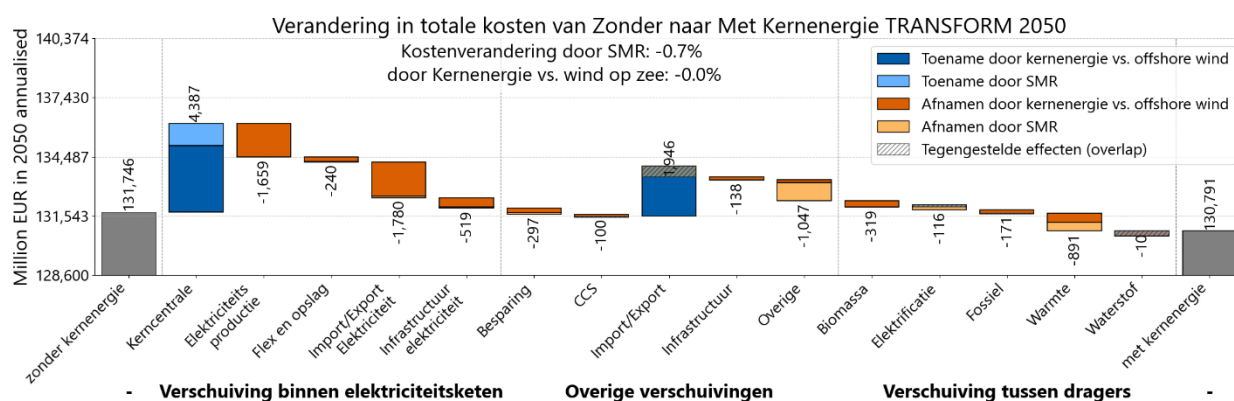


Figuur 3.12: Watervalgrafiek van “Verschuiving tussen dragers” kosten Zonder naar Met Kernenergie TRANSFORM 2040. Blauw: kostenstijging, oranje: kostendaling; strepen geven overlapping in stijging en daling aan bij een tegengesteld effect. Kosten uitgedrukt in EUR2024.

Over het algemeen laat het TRANSFORM-scenario voor 2040 aanzienlijke kostenverschuivingen zien, met name in de import- en exportgerelateerde kosten wanneer offshore windenergie wordt vervangen door een combinatie van offshore windenergie en kernenergie. De grootste effecten komen voort uit verminderingen in de import en export, waarbij het voor aardgas voornamelijk om volume-effecten gaat, terwijl het voor waterstof en elektriciteit vooral prijseffecten betreft. Bovendien leiden veranderingen in kernenergie binnen het elektriciteitssysteem tot minder aardgas- en zonne-energie-installaties, terwijl bij de elektrificatie van eindgebruik goedkopere warmtepomptopties worden gekozen, wat verder bijdraagt aan kostenbesparingen in het hele systeem.

3.2.2 Zichtjaar 2050

Door kernenergie op te nemen in het TRANSFORM-scenario dalen de totale systeemkosten met 958 miljoen euro. Zonder toevoeging van SMR's en met alleen grote kerncentrales dalen de besparingen met 53 miljoen euro of 0,0% van de totale systeemkosten. In tegenstelling tot het ADAPT-scenario stijgen de kosten voor de elektriciteitsketen niet. De stijging van 4,3 miljard euro als gevolg van kernenergie wordt volledig gecompenseerd door kostenbesparingen in de elektriciteitsvoorziening: 1,7 miljard euro door een verminderde behoefte aan andere elektriciteitsproductie, 2,0 miljard euro door hogere elektriciteitsexporten en lagere importen, en meer dan 759 miljoen euro door besparingen op flexibiliteit en infrastructuur.



Figuur 3.13: Watervalgrafiek van de totale energiesysteemkosten Zonder naar Met Kernenergie TRANSFORM 2050. De kostenimpact wordt verdeeld in verandering door kernenergie vs offshore wind (direct competitie) en het toevoegen van SMR's (additionele productiecapaciteit). Blauw: kostenstijging, oranje: kostendaling; strepen geven overlapping in stijging en daling aan bij een tegengesteld effect. Kosten uitgedrukt in EUR2024.

Het verschil wordt veroorzaakt door de grotere capaciteit aan hernieuwbare energie in het TRANSFORM-referentiescenario (met kernenergie). In dit scenario staat meer dan 90% meer windenergie opgesteld en 10% meer zonne-energie in vergelijking met ADAPT. Door de aanzienlijk grotere capaciteiten hernieuwbare energie is het aandeel kernenergie relatief kleiner, waardoor de impact op de energievoorziening minder groot is.

Kernenergie wordt hier als basislast gebruikt²³, waardoor er een overschot aan elektriciteit ontstaat tijdens uren met een hoge opwekking van hernieuwbare energie. Deze overschotten worden tegen gunstiger prijzen geëxporteerd dan dat als deze alleen door wind op zee worden veroorzaakt. Dit leidt tot een stijging van 10% in de gemiddelde exportprijs van elektriciteit, omdat de stabiele output van kernenergie een betere optimalisatie van het exportmoment mogelijk maakt. Dit export-effect is niet toe te schrijven aan de SMR's, maar vloeit voort uit de concurrentie tussen offshore windenergie en kernenergie.

Door kernenergie op te nemen in het TRANSFORM-scenario worden totale systeemkostenbesparingen van 958 miljoen euro gerealiseerd. Zonder SMR's en met alleen centrale kernenergie dalen de besparingen tot 52,5 miljoen euro of 0,03%. In tegenstelling tot het ADAPT-scenario stijgen de kosten voor de energiesector niet. De stijging van 4,3 miljard euro als gevolg van kernenergie wordt volledig gecompenseerd door kostenbesparingen in de elektriciteitsvoorziening: 1,7 miljard euro door een verminderde behoefte aan andere elektriciteitsproductie, 2,0 miljard euro door hogere elektriciteitsexporten en lagere importen, en meer dan 656 miljoen euro door besparingen op flexibiliteit en infrastructuur.

Tegelijkertijd stijgen de kosten voor de import/export van waterstof met 1,8 miljard euro als gevolg van een stijging van 14% (74 PJ) in de import van waterstof wanneer kernenergie wordt meegerekend. De prijs van waterstof verandert nauwelijks; de kostenstijging komt voornamelijk door de grotere importvolumes.

Andere sectoren worden in TRANSFORM minder beïnvloed dan in ADAPT. In dit scenario is er minder verschuiving naar andere energiedragers, voornamelijk door de striktere CO₂-opslagrestricties en de hogere duurzaamheidsambities bij chemie en bunkerbrandstoffen. Het systeem was al afhankelijker van elektrificatie dan ADAPT, hetgeen op zijn beurt het systeem meer afhankelijk maakt van hernieuwbare energiebronnen. Als gevolg daarvan heeft kernenergie met eenzelfde omvang een kleiner effect op zowel de energiesector als de algehele systeemdynamiek dan bij het ADAPT-scenario.

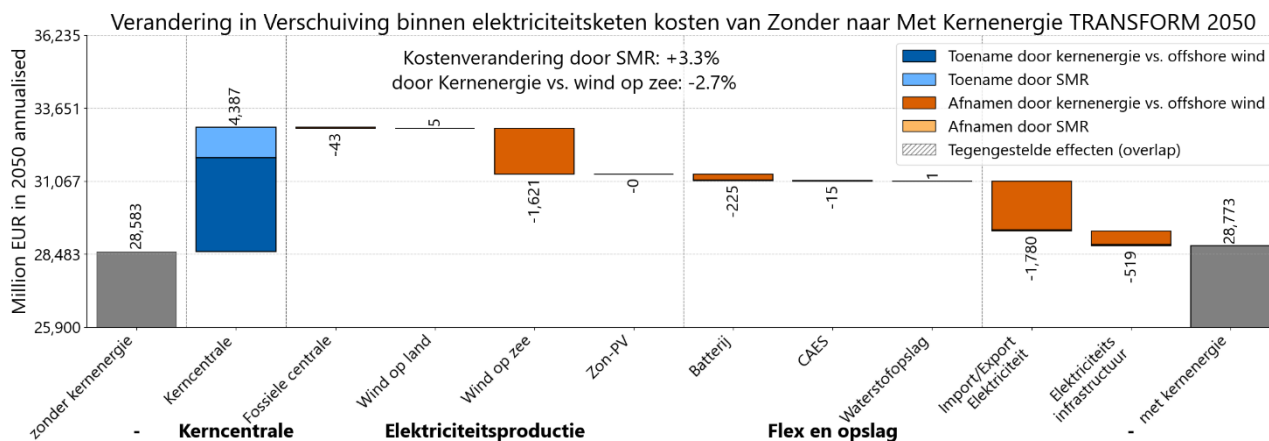
Naast de toename van waterstof zijn andere opvallende effecten onder meer minder kosten in het eindgebruik van biomassa en warmte, met een gecombineerde vermindering van 1,2 miljard euro. Ongeveer de helft van de vermindering van de warmtekosten is afkomstig van SMR's die industriële warmte leveren; de andere helft is het resultaat van concurrentie tussen kernenergie en offshore windenergie.

3.2.2.1 Verdieping 'Verschuiving binnen elektriciteitsketen'

Door in te zoomen op "Verschuiving binnen elektriciteitsketen", de eerste categorie in de grafiek met de totale systeemkosten van TRANSFORM (Figuur 3.14), ontstaat een beter inzicht in de kostenverschuivingen in de energiesector. In 2050 laat deze categorie een totale kostenstijging zien van 0,6%, wat neerkomt op ongeveer 190 miljoen euro. Dit is

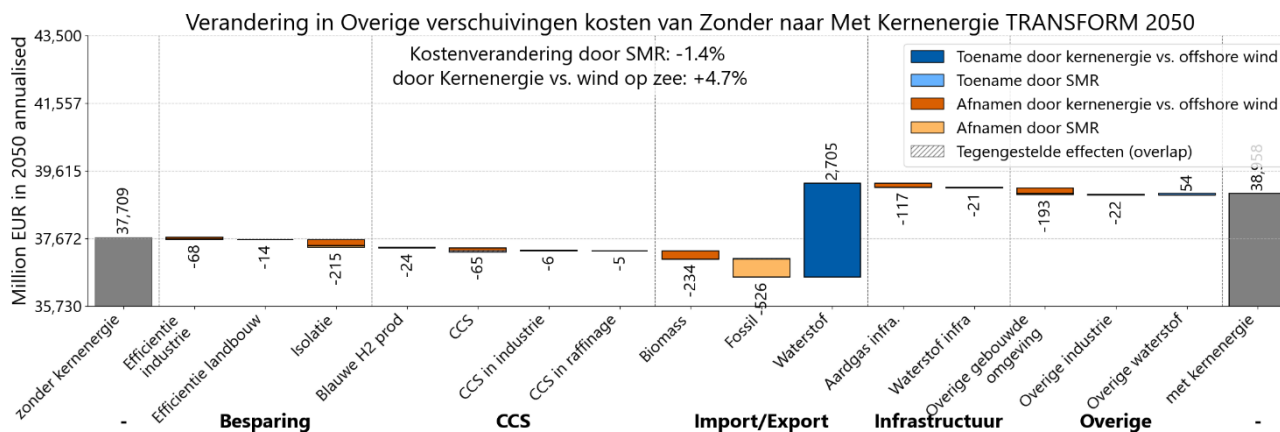
²³ Methodologische verschillen tussen OPERA en COMPETES-TNO leiden ertoe dat er verschillen zijn in de uitkomsten tussen beide modellen. Het OPERA-model kiest ervoor kernenergie als basislast in te zetten en COMPETES als lastvolgende technologie.

aanzienlijk lager dan de kostenstijging van meer dan 2 miljard euro die in ADAPT voor dezelfde categorie wordt geraamd. Het kleinere effect in TRANSFORM wordt voornamelijk verklaard door de aanzienlijke daling van 1.780 miljoen euro in de kosten voor de import/export van elektriciteit wanneer kernenergie wordt meegerekend.



Figuur 3.14: Watervalgrafiek van “Verschuiving binnen elektriciteitsketen” Zonder naar Met Kernenergie TRANSFORM 2050. De kostenimpact wordt verdeeld in verandering door kernenergie vs offshore wind (direct competitie) en het toevoegen van SMR's (additionele productiecapaciteit). Blauw: kostenstijging, oranje: kostendaling; strepen geven overlapping in stijging en daling aan bij een tegengesteld effect. Kosten uitgedrukt in EUR2024

Daarnaast leiden de directe effecten van de toevoeging van kernenergie tot een kostenstijging van 4.387 miljoen euro, terwijl de vermindering van offshore windenergie resulteert in een kostenvermindering van 1.621 miljoen euro. De grootste indirecte impact is echter de aanzienlijke besparing op de import/export van elektriciteit. Interessant is dat deze besparing niet wordt veroorzaakt door veranderingen in de verhandelde volumes, maar door betere prijzen. Ongeveer 7% van deze besparing is afkomstig van de export van elektriciteit tegen hogere prijzen, terwijl 93% afkomstig is van de import van elektriciteit tegen lagere prijzen. Dit betekent dat de toevoeging van kernenergie in het TRANSFORM-scenario de planning en timing van de import en export van elektriciteit verbetert, waarbij de volumes gelijk blijven maar gunstigere prijzen worden bereikt. Andere belangrijke verschuivingen in “Verschuiving binnen elektriciteitsketen” zijn onder meer een kostenbesparing van 519 miljoen euro op elektriciteitsinfrastructuur, voornamelijk als gevolg van verminderde behoefte aan offshore hoogspanningskabels, en een kostenbesparing van 225 miljoen euro op batterijen (zie “Flex en opslag” in Figuur 3.15).



Figuur 3.15: Watervalgrafiek van ‘Overige verschuivingen’ kosten Zonder naar Met Kernenergie TRANSFORM 2050. De kostenimpact wordt verdeeld in verandering door kernenergie vs offshore wind (direct competitie) en het toevoegen van SMR's (additionele productiecapaciteit). Blauw: kostenstijging, oranje: kostendaling; strepen geven overlapping in stijging en daling aan bij een tegengesteld effect. Kosten uitgedrukt in EUR2024

3.2.2.2 Verdieping ‘Overige verschuivingen’

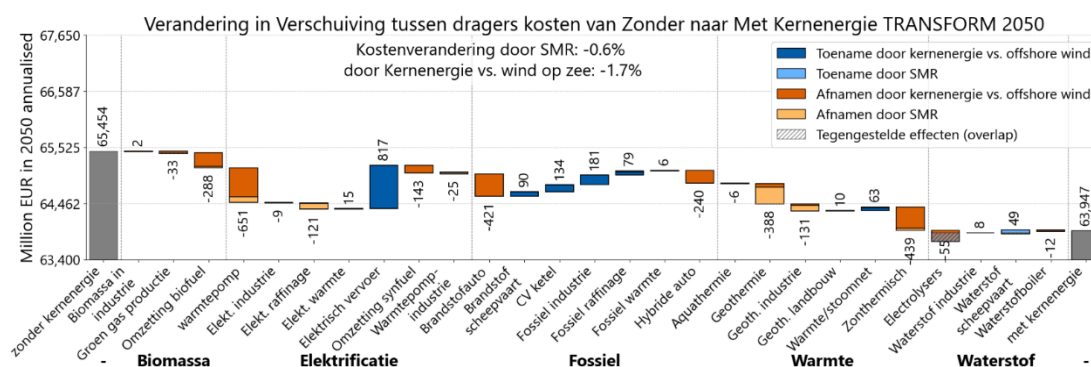
Figuur 3.16 toont voor “Overige verschuivingen” systeemveranderingen buiten de elektriciteitssector in meer detail bij de overgang van offshore windenergie (“zonder kernenergie”) naar een mix van offshore windenergie en kernenergie (“met kernenergie”). In deze categorie is er een totale kostenstijging van € 1.249 miljoen, of ongeveer 3,3%. De belangrijkste oorzaak van deze stijging is een stijging van € 2.705 miljoen in de import-/exportkosten van waterstof, die gedeeltelijk wordt gecompenseerd door een gecombineerde daling van € 1.456 miljoen in verschillende andere subcategorieën binnen “Overige verschuivingen”.

De totale kostenbesparing van € 1.456 miljoen is afkomstig uit verschillende gebieden, waaronder de import/export van fossiele brandstoffen (€ 526 miljoen), de import van biomassa (€ 234 miljoen) en isolatiemaatregelen in de categorie “Besparing” (€ 215 miljoen). De sterke stijging van de kosten voor de import/export van waterstof is opvallend. Binnen dit kader vertoont de export van waterstof een kostenbesparing van 1.945 miljoen euro, terwijl de kosten voor de import van waterstof sterk stijgen met 4.650 miljoen euro. Deze kostenstijging wordt veroorzaakt door grotere importvolumes: de import van waterstof stijgt van 535 PJ in het scenario “zonder kernenergie” tot 610 PJ in het scenario “met kernenergie”. Het grootste deel van de extra waterstof wordt gebruikt voor synthetische brandstoffen en grondstoffen, maar ongeveer 45 PJ wordt direct opnieuw geëxporteerd, wat betekent dat een deel van de geïmporteerde waterstof via Nederland wordt doorgevoerd.

Binnen deze categorie houdt de kostenreductie van € 526 miljoen in “Fossiele import/export” verband met de opname van SMR's, en niet met de concurrentie tussen offshore windenergie en kernenergie. Alle andere kostenwijzigingen in “Overige verschuivingen” zijn voornamelijk het gevolg van deze concurrentie tussen technologieën.

3.2.2.3 Verdieping ‘Verschuiving tussen dragers’

De categorie, ‘Verschuiving tussen dragers’, wordt in meer detail weergegeven in Figuur 3.16. Dit is de enige categorie waarin de kosten aanzienlijk dalen, met een totale vermindering van € 1.500 miljoen, ofwel 2,3%. Deze kostenbesparingen zijn het resultaat van een combinatie van vele kleinere dalingen, in plaats van één grote verandering. De grootste dalingen zijn onder meer € 651 miljoen door warmtepompen in elektrificatie, € 439 miljoen door thermische zonne-energie in de categorie ‘Warmte’, € 421 miljoen door fossiel wegtransport en € 288 miljoen door de omschakeling naar biobrandstoffen in de categorie ‘Biomassa’.



Figuur 3.16: Watervalgrafiek van 'Verschuiving tussen dragers' kosten Zonder naar Met Kernenergie TRANSFORM 2050. De kostenimpact wordt verdeeld in verandering door kernenergie vs offshore wind (direct competitie) en het toevoegen van SMR's (additionele productiecapaciteit). Blauw: kostenstijging, oranje: kostendaling; strepen geven overlapping in stijging en daling aan bij een tegengesteld effect. Kosten uitgedrukt in EUR2024.

Ondanks de totale netto daling zijn er ook opvallende kostenstijgingen in deze categorie. De grootste stijgingen doen zich voor in het elektrische wegvervoer binnen de elektrificatie (+817 miljoen euro) en in de subcategorieën fossiele brandstoffen, waaronder CV-ketels, fossiel gebruik in de industrie en fossiel gebruik in raffinaderijen, met een gezamenlijke kostenstijging van 484 miljoen euro (zie fossiele categorie in Figuur 3.16). Dit wijst erop dat de opname van kernenergie leidt tot een verschuiving in het gebruik van fossiele brandstoffen: er wordt minder fossiele brandstof gebruikt in het wegvervoer, terwijl er meer wordt gebruikt in de industrie en raffinaderijen, naast een toename van het gebruik van elektrische vervoersopties.

Over het algemeen laat het TRANSFORM-scenario voor 2050 aanzienlijke kostenverschuivingen zien bij de overgang van een systeem dat uitsluitend op offshore windenergie is gebaseerd ("zonder kernenergie") naar een systeem met een mix van offshore windenergie en kernenergie ("met kernenergie"). Hoewel de totale systeemkosten relatief stabiel blijven, zijn er systeemwijzigingen op een schaal van miljarden euro's. De categorieën "Verschuiving binnen elektriciteitsketen" en "Overige verschuivingen" laten beide een netto kostenstijging zien wanneer kernenergie wordt geïntroduceerd, voornamelijk als gevolg van de kosten van kerncentrales en hogere waterstofimporten. De laatste categorie, "Verschuiving tussen dragers", laat daarentegen aanzienlijke kostenbesparingen zien, dankzij goedkopere opties voor biomassa, elektrificatie en warmte.

3.3 TRANSFORM – Minder competitief & import

Het scenario *TRANSFORM – Minder competitief & import* (ook wel aangeduid als TRANSFORM met Kleinere Industrie) vertegenwoordigt een mogelijke toekomst voor Nederland waarin de omvang van de Nederlandse zware industrie afneemt en de toegang tot geïmporteerde halffabricaten toeneemt²⁴. Dit scenario is een variant van TRANSFORM, wat betekent dat het uitgaat van een hoog potentieel voor hernieuwbare energie en een lage afhankelijkheid van CO₂-opslag. In deze situatie worden er tot 2050 geen nieuwe kerncentrales gebouwd, waarschijnlijk omdat de combinatie van aantrekkelijke importmogelijkheden en een hoge beschikbaarheid van hernieuwbare energie kernenergie niet concurrerend maakt.

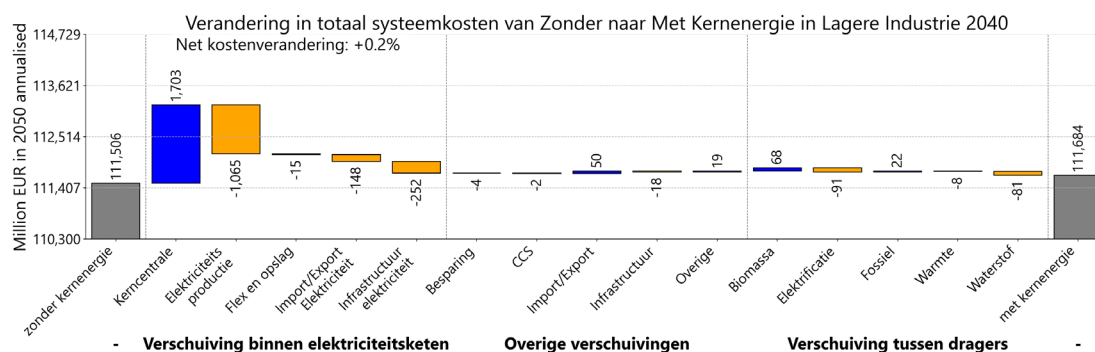
²⁴ Onder de zware industrie wordt in de context van deze studie de staalproductie, kunstmestproductie, raffinaderijen/brandstoffenproductie en organische basischemie verstaan. Halffabricaten zijn onder meer waterstof, ammoniak en bio-nafta.

Om deze reden is de analyse met en zonder kernenergie in dit hoofdstuk omgekeerd ten opzichte van eerdere scenario's. Waar kernenergie eerder werd uitgesloten om de impact daarvan te testen, is het nu juist verplicht in het systeem opgenomen. Belangrijk hierbij is dat er – anders dan in andere scenario's – geen exogeen opgelegde concurrentie bestaat tussen offshore wind en kernenergie. Door deze aangepaste scenariocondities wordt de limiet voor wind op zee niet bereikt. In beide varianten is de optimale capaciteit van SMR's 0,9 GW.

De analyse richt zich op de kostenimpact in 2040 en 2050 bij het vergelijken van de goedkopere referentievariant voor de elektriciteitsproductie zonder kernenergie en de duurdere variant met gedwongen kernenergie.

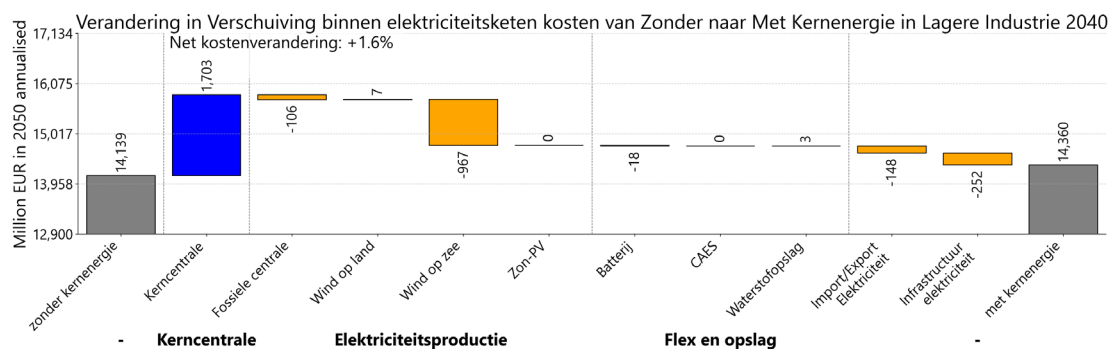
3.3.1 Zichtjaar 2040

In 2040 zorgt de toevoeging van kernenergie in dit scenario voor een stijging van de totale systeemkosten met ongeveer 180 miljoen euro, ofwel 0,2% (zie Figuur 3.17). De meeste kostenverschuivingen vinden plaats in de categorie “Verschuiving binnen elektriciteitsketen”, waar de toevoeging van kernenergie 1,7 miljard euro aan extra kosten met zich meebrengt. Dit wordt echter gedeeltelijk gecompenseerd door kostenbesparingen in andere elektriciteitsproductietechnologieën, voor een totaalbedrag van ongeveer 1 miljard euro, in combinatie met een daling van 148 miljoen euro in de kosten voor de import/export van elektriciteit en een vermindering van 252 miljoen euro in de elektriciteitsinfrastructuur. De veranderingen in andere sectoren zijn klein, met verschuivingen die beperkt blijven tot maximaal 90 miljoen euro in de ene of andere richting.



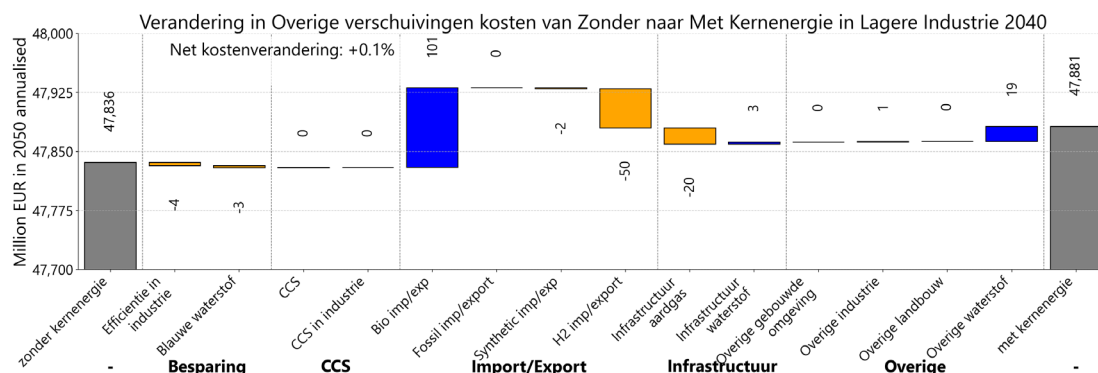
Figuur 3.17: Watervalgrafiek van totaal energiesysteemkosten Zonder naar Met Kernenergie TRANSFORM Minder Competitief & Import 2040. Blauw: kostenstijging, oranje: kostendaling. Kosten uitgedrukt in EUR2024.

Als we inzoomen op de elektriciteitssector onder “Verschuiving binnen elektriciteitsketen”, zien we dat de opname van kernenergie vooral de kosten van offshore windenergie vermindert. Hoewel in dit scenario geen concurrentie tussen offshore wind en kernenergie van buitenaf wordt opgelegd, ontstaat er binnen het model dus vanzelf een vorm van concurrentie tussen beide. De offshore windcapaciteit daalt met ongeveer 5,6 GW, of 14%, wat overeenkomt met een kostenbesparing van 967 miljoen euro. Door de afname van de capaciteit wind op zee dalen ook de kosten voor het net op zee met nog eens 252 miljoen euro (zie Figuur 3.18). Bovendien maakt de opname van kernenergie ongeveer 2 GW aan aardgascentrales overbodig. Er is geen significante verdringing van windenergie op land of zonne-energie. Ondanks deze compenserende effecten stijgen de kosten in de elektriciteitssector nog steeds met ongeveer 220 miljoen euro, of 1,6%, wanneer kernenergie wordt toegevoegd.



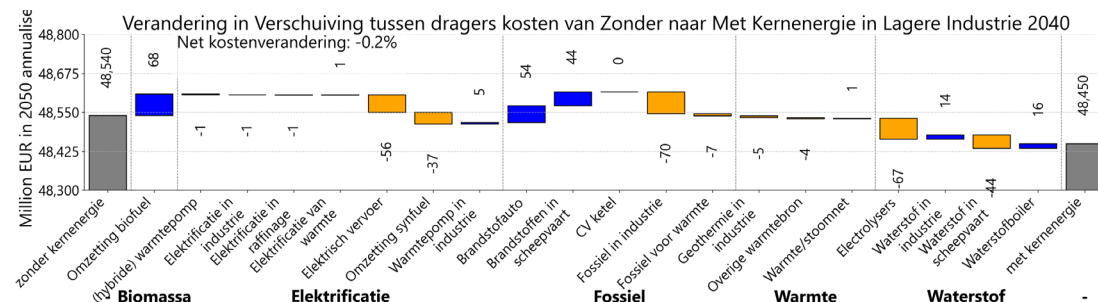
Figuur 3.18: Watervalgrafiek van “Verschuiving binnen elektriciteitsketen” kosten Zonder naar Met Kernenergie Lagere Industrie 2040. Blauw: kostenstijging, oranje: kostendaling. Kosten uitgedrukt in EUR2024.

In de andere twee hoofdcategorieën, “Overige verschuivingen” en “Verschuiving tussen dragers”, zijn de netto kostenverschuivingen klein (zie Figuur 3.19 en Figuur 3.20). De import-/exportkosten voor biomassa stijgen met ongeveer 100 miljoen euro, terwijl de import-/exportkosten voor waterstof licht dalen met ongeveer 50 miljoen euro.



Figuur 3.19: Watervalgrafiek van “Overige verschuivingen” kosten Zonder naar Met Kernenergie Lagere Industrie 2040. Blauw: kostenstijging, oranje: kostendaling. Kosten uitgedrukt in EUR2024.

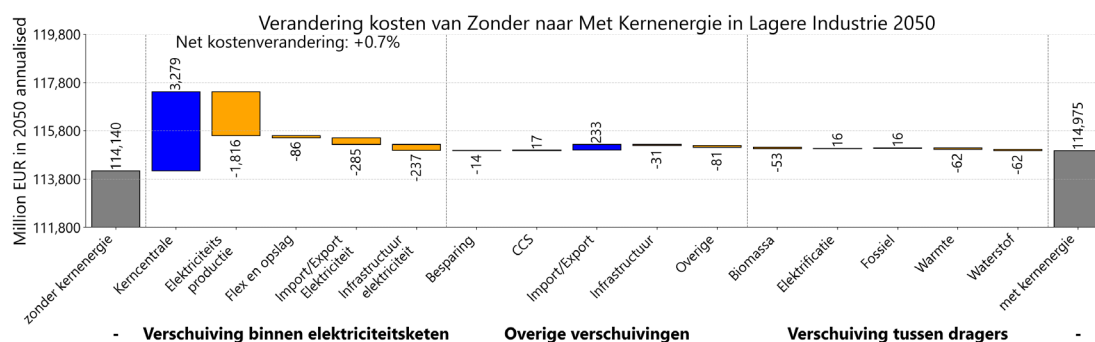
Over het geheel genomen laat de analyse voor 2040 slechts een geringe totale kostenstijging van 0,2% zien wanneer kernenergie wordt toegevoegd in het scenario met een lagere industrie en import. De belangrijkste veranderingen doen zich voor in de elektriciteitssector, waar de directe kostenstijging als gevolg van kernenergie gedeeltelijk wordt gecompenseerd door verminderingen in offshore windenergiecapaciteit en bijbehorende infrastructuur, wat leidt tot slechts een klein netto-effect op de totale systeemkosten.



Figuur 3.20: Watervalgrafiek van “Verschuiving tussen dragers” kosten Zonder naar Met Kernenergie Lagere Industrie 2040. Blauw: kostenstijging, oranje: kostendaling. Kosten uitgedrukt in EUR2024.

3.3.2 Zichtjaar 2050

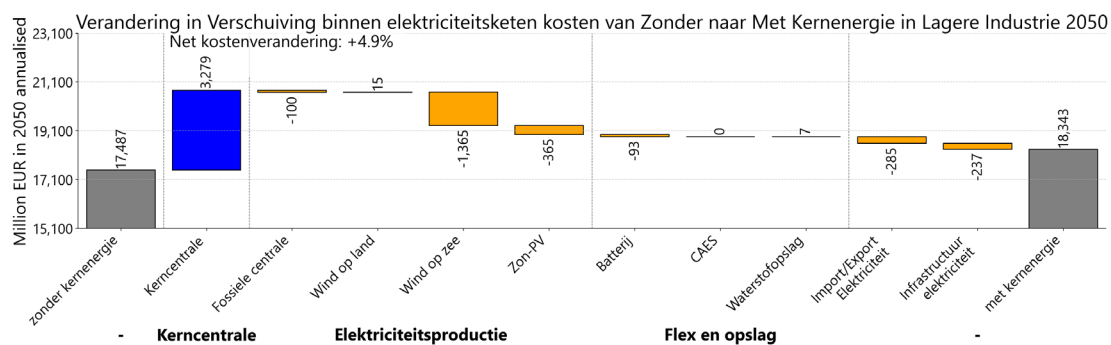
In 2050 laat dit scenario patronen zien van kostenverschuiving die vergelijkbaar zijn met die in 2040, met een totale stijging van de systeemkosten van 835 miljoen euro, ofwel 0,7%, bij de overstap naar de variant met kernenergie. In “Verschuiving binnen elektriciteitsketen” leidt de toevoeging van kernenergie tot een directe kostenstijging van 3,3 miljard euro, terwijl de kosten voor andere elektriciteitsproductietechnologieën met 1,8 miljard euro dalen. De andere twee hoofdcategorieën, “Overige verschuivingen” en “Verschuiving tussen dragers”, hebben minder invloed op de systeemkosten, vergelijkbaar met 2040, met één uitzondering: de subcategorie import/export in “Overige verschuivingen” laat een kostenstijging zien van 233 miljoen euro wanneer kernenergie wordt meegenomen.



Figuur 3.21: Watervalgrafiek van totaal energiesysteemkosten Zonder naar Met Kernenergie Lagere Industrie 2050. Blauw: kostenstijging, oranje: kostendaling. Kosten uitgedrukt in EUR2024.

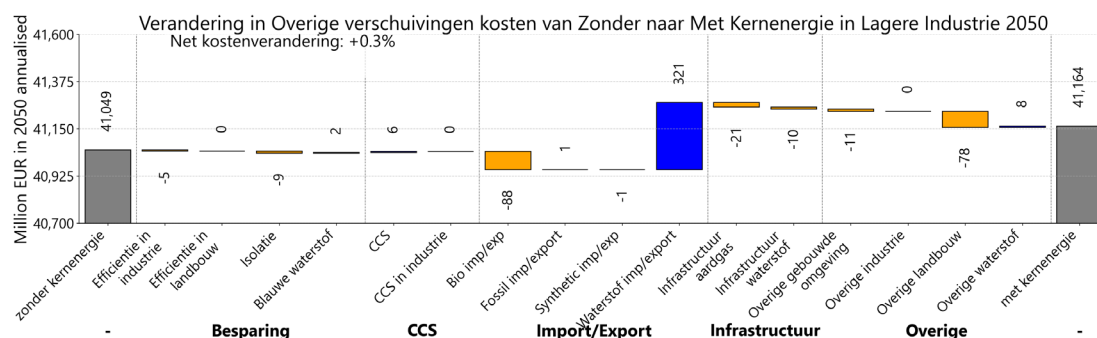
Als we inzoomen op ‘Verschuiving binnen elektriciteitsketen’, zien we de gedetailleerde kostenverschuivingen binnen de energiesector. De directe kostenstijging van 3,3 miljard euro is het gevolg van het opnemen van kernenergie in het systeem, maar dit leidt tot verschillende indirecte aanpassingen. Veel andere technologieën voor elektriciteitsproductie worden teruggeschoefd. Gascentrales in de categorie ‘*fossiele centrales*’ nemen met ongeveer 10 GW (ongeveer 15%) af, de capaciteit wind op zee neemt met ongeveer 8 GW (15%) af en de capaciteit van zonne-energie neemt met 2 GW (50%) af. Deze verminderingen leiden tot een kostenbesparing van respectievelijk ongeveer 100 miljoen euro, 1.365 miljoen euro en 365 miljoen euro. Wind op zee wordt het sterkst verdrongen, wat opnieuw laat zien dat de inzet van kernenergie aanzienlijke concurrentie tussen deze twee opties veroorzaakt.

Omdat er minder intermitterende opwekking nodig is wanneer kernenergie wordt toegevoegd, neemt ook de behoefte aan flexibiliteit af. De batterijcapaciteit in de categorie “Flex en opslag” wordt verminderd, wat leidt tot een kostenvermindering van 93 miljoen euro. Ook de kosten voor de import/export van elektriciteit dalen met ongeveer 285 miljoen euro. Hoewel de import- en exportvolumes niet significant veranderen, maakt de toevoeging van kernenergie een kostenefficiëntere planning van de elektriciteitsstromen mogelijk, waardoor import tegen lagere prijzen en export tegen hogere prijzen mogelijk wordt. Ook de infrastructuurkosten dalen, voornamelijk als gevolg van een lagere capaciteit wind op zee, aangezien het net op zee tot de duurste onderdelen van het systeem behoren.



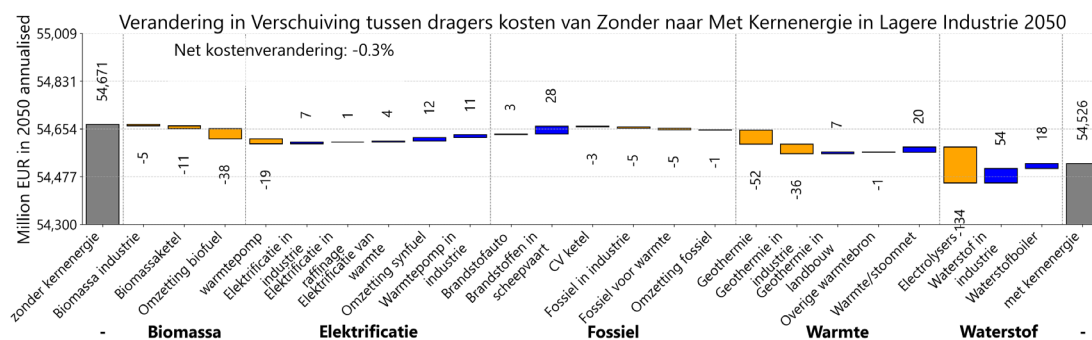
Figuur 3.22: Watervalgrafiek van 'Verschuiving binnen elektriciteitsketen' kosten Zonder naar Met Kernenergie Lagere Industrie 2050. Blauw: kostenstijging, oranje: kostendaling. Kosten uitgedrukt in EUR2024.

Als we inzoomen op 'Overige verschuivingen', zien we of de inzet van kernenergie ook gevolgen heeft voor andere onderdelen van het energiesysteem. De meeste subcategorieën, zoals 'Besparing' en 'CCS', ondervinden nauwelijks gevolgen. De subcategorie 'Import/Export' laat echter een aanzienlijke kostenstijging zien van 321 miljoen euro, voornamelijk als gevolg van een lichte stijging van de waterstofimport in combinatie met een daling van de waterstofexport.



Figuur 3.23: Watervalgrafiek van 'Overige verschuivingen' kosten Zonder naar Met Kernenergie Lagere Industrie 2050. Blauw: kostenstijging, oranje: kostendaling. Kosten uitgedrukt in EUR2024.

De categorie 'Verschuiving tussen dragers' laat de effecten zien op het eindverbruik van energie. Dit is de enige categorie waarin de kosten licht dalen, met een afname van ongeveer 145 miljoen euro, ofwel 0,3%. Deze daling komt voort uit meerdere kleinere effecten, waaronder lagere kosten voor geothermie en een grotere daling van 134 miljoen euro door minder behoefte aan elektrolysecapaciteit en waterstofproductie. Hoewel de vraag naar waterstof gelijk blijft, neemt de behoefte aan elektrolyse af doordat het lagere windvermogen op zee leidt tot minder uren met lage elektriciteitsprijzen door een kleiner aanbod van goedkope stroom.



Figuur 3.24: Watervalgrafiek van 'Verschuiving tussen dragers' kosten Zonder naar Met Kernenergie Lagere Industrie 2050. Blauw: kostenstijging, oranje: kostendaling. Kosten uitgedrukt in EUR2024.

Over het algemeen vinden in dit scenario voor 2050 de grootste kostenverschuivingen plaats in de energiesector, waar concurrentie bestaat tussen kernenergie en wind op zee. Het verplicht opnemen van kernenergie leidt tot een vermindering van de capaciteit voor wind op zee, zonne-energie en batterijen, terwijl de timing van de import/export van elektriciteit wordt verbeterd en de daarmee samenhangende kosten worden verlaagd. Buiten de energiesector leidt de opname van kernenergie tot een stijging van de import-/exportkosten voor waterstof met 321 miljoen euro, maar tot een daling van de binnenlandse investeringen in elektrolyse met 134 miljoen euro. Dit duidt op een verschuiving van het systeem van binnenlandse waterstofproductie naar een grotere afhankelijkheid van waterstofimport wanneer kernenergie wordt opgenomen.

4 Gevoeligheidsanalyse

Dit hoofdstuk over gevoeligheidsanalyses beantwoordt het tweede deel van de hoofdvraag: door welke factoren worden de systeemkosten bepaald en welke mate van onzekerheid speelt daarbij een rol. De belangrijkste kostencomponenten van het systeem zijn: elektriciteitsproductie met respectievelijk wind op zee en kernenergie, flexibiliteit in het systeem, netinfrastructuur en de afhankelijkheid van het buitenland. Op ieder van die vlakken zijn gevoeligheidsanalyses gedefinieerd (zie ook paragraaf 2.4).

Voor iedere gevoeligheid is geanalyseerd:

- of er een verschil is in het opgestelde vermogen aan kernenergie en/of wind op zee,
- wat het verschil is in de totale systeemkosten,
- welke factoren dit verschil verklaren, en
- welke inzichten hieruit volgen.

In de presentatie maken we onderscheid tussen directe en indirecte effecten. Directe effecten zijn aanpassingen die rechtstreeks voortkomen uit de nieuwe parameterkeuzes, zoals een stijging van de kosten van kernenergie door hogere investeringskosten. Indirecte effecten ontstaan uit het nieuwe systeemoptimum dat volgt uit deze parameterisering. Een voorbeeld hiervan is een gewijzigde elektriciteitsmix, doordat hogere investeringskosten leiden tot de inzet van andere technologieën. De directe effecten worden dus bepaald door de gekozen parameterisering van de gevoeligheidsanalyse. Bij iedere grafiek staat aangegeven welke effecten als direct worden beschouwd.

In paragraaf 2.4 zijn de uitgevoerde gevoeligheids- en what-if analyses beschreven. Omwille van de leesbaarheid en de inhoudelijke samenhang is ervoor gekozen de resultaten van sommige analyses in samenhang te presenteren. In tabel 4.1 staat beschreven waar de resultaten van elke analyse behandeld worden.

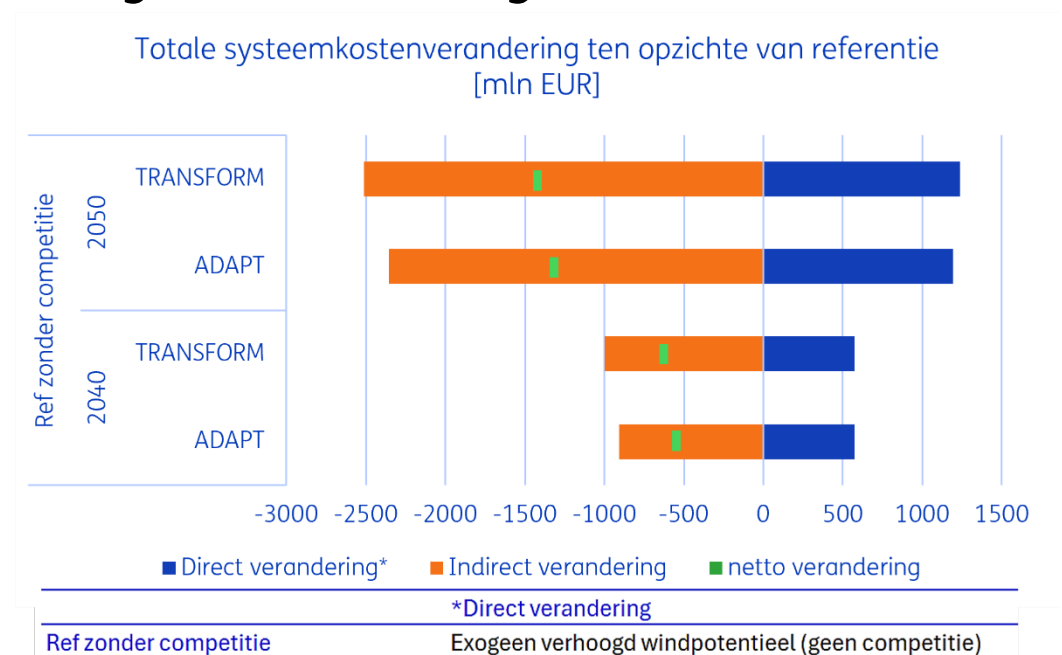
Tabel 4.1: Plek van resultaten per uitgevoerde gevoeligheids- en what-if analyse

Beschreven what-if in paragraaf 2.4	Presentatie resultaten
Isoleren van het effect van SMR en grote kerncentrales	Hoofdstuk 3
Geen competitie tussen hernieuwbare elektriciteitsproductie en kernenergie	Paragraaf 4.1
Gevoeligheid voor hogere investeringskosten kernenergie	Paragraaf 4.3
Gevoeligheid voor investeringskosten hernieuwbare bronnen	Paragraaf 4.4
Gecombineerde gevoeligheid hogere investeringskosten kernenergie én hernieuwbare bronnen	Paragraaf 4.5
Verandering in aanbod hernieuwbare elektriciteit	Paragraaf 4.4
Gevoeligheid voor investeringskosten flexibiliteitstechnieken	Paragraaf 4.6
Invloed uitloop bouwtijd kerncentrales	Paragraaf 4.3
Invloed van het beperken tot twee nieuwe kerncentrales	Paragraaf 4.2

Beschreven what-if in paragraaf 2.4	Presentatie resultaten
Loslaten van de beperking van maximaal 6GW kerncentrales	Paragraaf 4.2
Locatie van kerncentrales niet aan de kust	Paragraaf 4.3
Gevoeligheid kosten van de elektriciteitsinfrastructuur	Paragraaf 4.7
Andere energietransitiestrategie buitenland	Paragraaf 4.8
Andere industriële ontwikkeling in het buitenland	Paragraaf 4.9

De belangrijkste lessen uit deze analyses zijn hieronder per gevoeligheid samengevat. Deze analyses worden vergeleken met de referentiesituatie met kernenergie.

4.1 Geen competitie tussen hernieuwbare energie en kernenergie



Figuur 4.1: Systeemkosteneffect bij geen concurrentie tussen hernieuwbare energie en kernenergie in vergelijking met de referentiecase en onderscheid tussen direct en indirect effect.

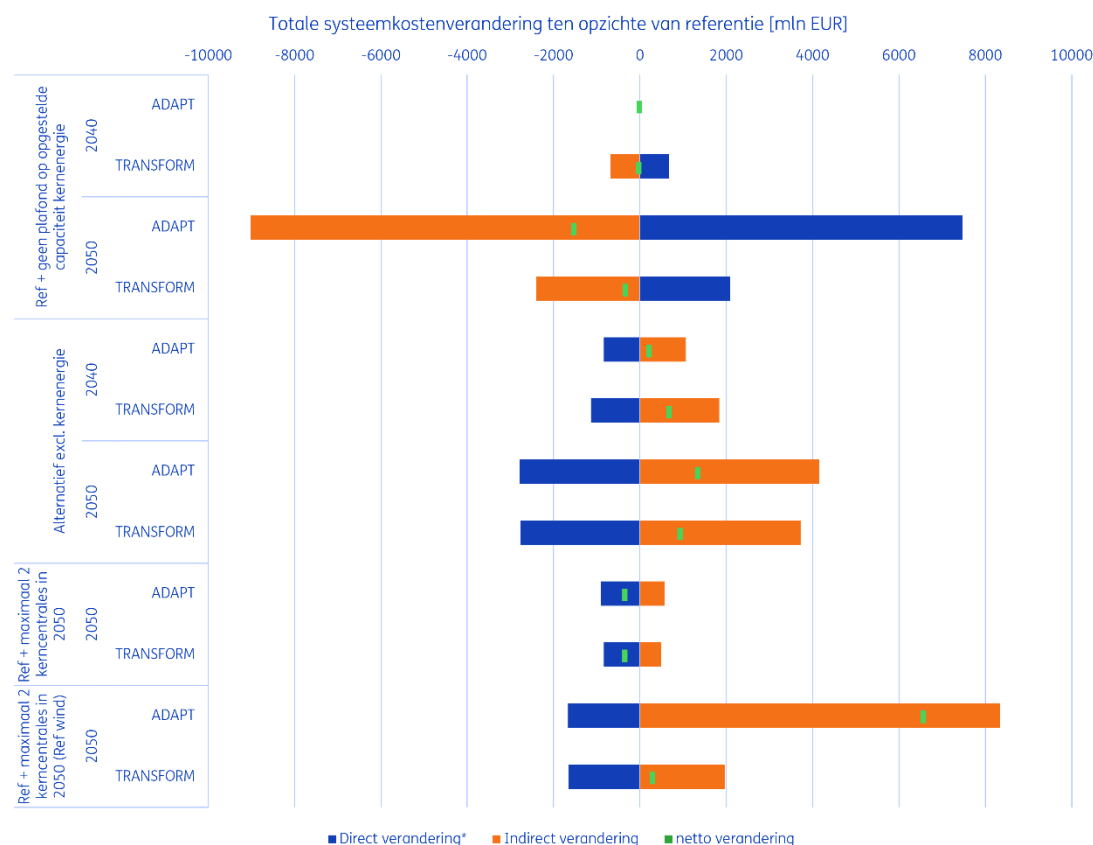
In de hoofdscenario's van deze studie is aangenomen dat de totale elektriciteitsopwekcapaciteit constant blijft bij het toevoegen van kernenergie aan het energiesysteem. Om dit te modelleren, is de maximale opwekcapaciteit van wind op zee evenredig verminderd met de opwekcapaciteit van kernenergie. Hiermee wordt impliciet een concurrentie gesimuleerd tussen wind op zee en kernenergie.

In deze gevoeligheidsanalyse wordt deze concurrentie losgelaten: het model heeft de vrijheid om zowel de maximale potentie van kernenergie als die van wind op zee volledig te benutten. Dit leidt tot lagere systeemkosten. In 2040 resulteert dit in een systeem met de maximale capaciteit voor wind op zee (36/45 GW in ADAPT/TRANSFORM), maar slechts een gedeeltelijke benutting van het potentieel voor grote kerncentrales. In tegenstelling tot het basisscenario zonder kernenergie (zie Hoofdstuk 3), worden in dit geval wel SMR's (Small Modular Reactors) ingezet. Dit

resulteert in een verlaging van de totale systeemkosten met circa €250 miljoen per jaar ten opzichte van de referentie met kernenergie.

Ook in 2050 dalen de systeemkosten aanzienlijk: met €886 miljoen per jaar in het ADAPT-scenario en €973 miljoen per jaar in het TRANSFORM-scenario. In beide scenario's wordt zowel de maximale wind-op-zee-capaciteit als de maximale kernenergiecapaciteit benut. Hoewel dit de totale opwekkosten verhoogt, wordt elders in het systeem een kostenvoordeel gerealiseerd door te kiezen voor goedkopere eindgebruikersopties, zoals iets minder of voordeligere alternatieven voor isolatie, warmtepompen, transportmiddelen en industriële elektrificatie. Deze keuzes beïnvloeden tevens de import, export en productie van energie binnen het systeem en de bijbehorende kosten.

4.2 Gevoeligheidsanalyse meer of minder kerncentrales



What-if	*Direct verandering
Ref + geen plafond op opgestelde capaciteit	Het directe effect is de kostprijs van extra kernenergie.
Alternatief excl. kernenergie	Exogeen uitgesloten kernenergie en verhoogd potentieel voor offshore windenergie.
Ref + maximaal 2 kerncentrales in 2050	Exogeen verminderde kernenergie en verhoogd potentieel voor offshore windenergie (om competitie te behouden).
Ref + maximaal 2 kerncentrales in 2050 (Ref wind)	Exogeen verminderde kernenergie en geen verhoogde windenergie (geen behoud van competitie).

Figuur 4.2: Systeemkosten in vergelijking met de referentie bij verschillende aantallen kerncentrales. De effecten worden onderverdeeld in directe en indirecte effecten.

In deze gevoeligheidsanalyse onderzoeken we de invloed van het aantal kerncentrales op de systeemkosten. In hoofdstuk 3 zijn reeds de resultaten gepresenteerd voor een systeem met en zonder kernenergie in 2050, waarbij werd uitgegaan van vier grote kerncentrales. Hieruit bleek dat het verschil in systeemkosten nihil is: respectievelijk €19 miljoen per jaar in het ADAPT-scenario en €40 miljoen per jaar in het TRANSFORM-scenario.

Als eerste is gekeken naar een systeem met twee in plaats van vier kerncentrales. Wanneer in dit scenario niet wordt gecompenseerd voor de weggevallen opwekcapaciteit van wind op zee, stijgen de systeemkosten met €5.091 miljoen per jaar in ADAPT en €233 miljoen per jaar in TRANSFORM. Met name het ADAPT-scenario blijkt zeer gevoelig voor het wegvallen van opwekcapaciteit. Het model wordt gedwongen om andere keuzes te maken aan de eindgebruikerszijde, bijvoorbeeld in de voorziening van mobiliteit (minder elektrificatie), minder isolatie en minder of een efficiënter type warmtepompen voor de gebouwde omgeving. Deze verschuivingen hebben impact op het hele energiesysteem, inclusief de omzetting en import van aardgas en waterstof.

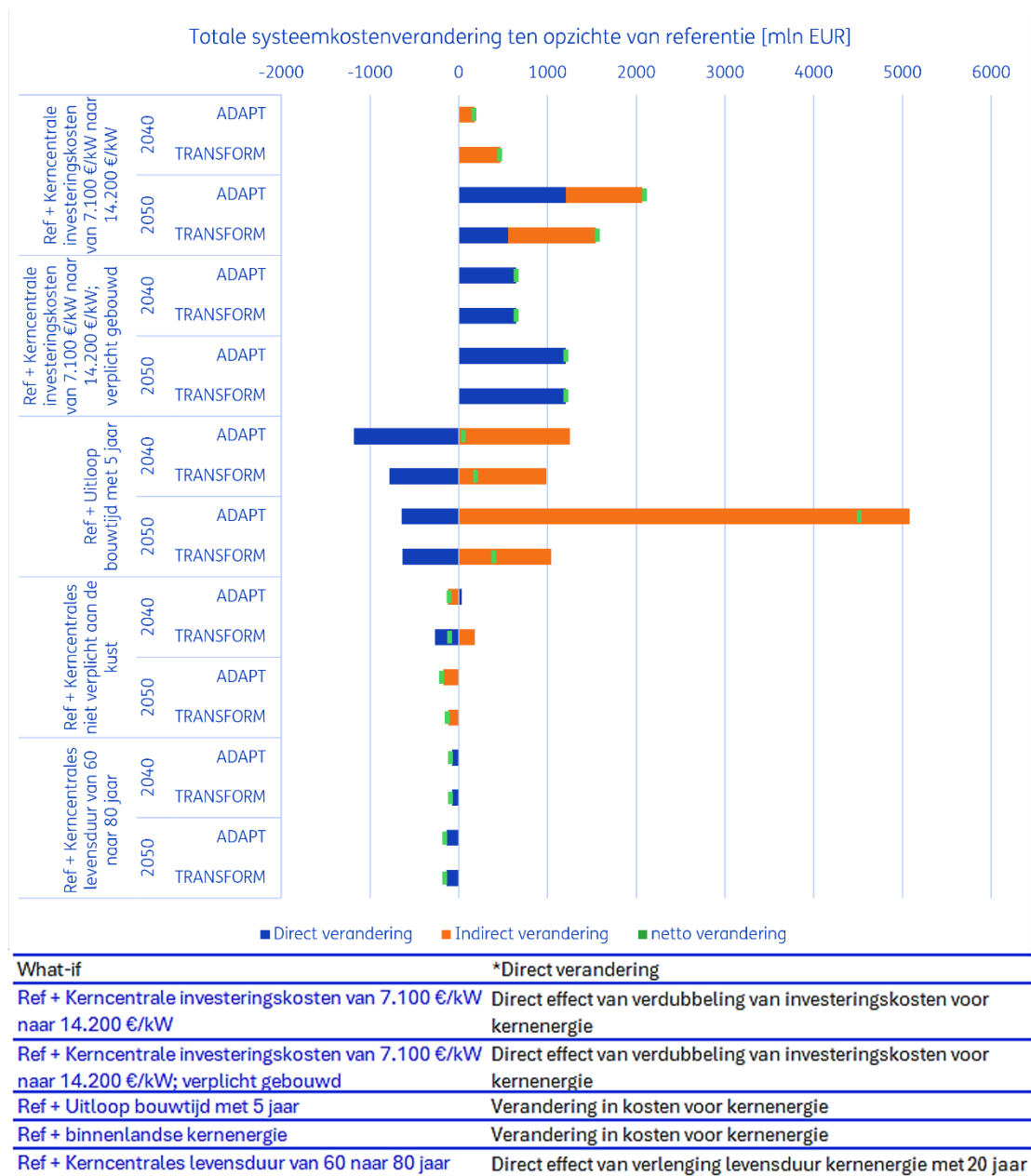
Wanneer de opwekcapaciteit van wind op zee zodanig wordt verhoogd dat deze het wegvallen van de twee kerncentrales compenseert, daalt het kostenniveau juist met €262 miljoen (ADAPT) en €259 miljoen (TRANSFORM) per jaar ten opzichte van het systeem met vier kerncentrales.

Tot slot is een scenario onderzocht waarin het maximum op het kernenergievermogen volledig wordt losgelaten. Dit biedt inzicht in de bovengrens van het kostenoptimaal inzetbare kernenergievermogen binnen het energiesysteem. Deze uitkomst moet worden beschouwd als een theoretische exercitie, bedoeld om de robuustheid van het model en de uiterste bandbreedte van de resultaten te verkennen. Beleidsmatige overwegingen over de wenselijkheid en realiseerbaarheid van deze mate van kernenergieopwekking zijn buiten beschouwing gelaten.

Het resultaat laat zien dat het loslaten van de capaciteitsgrens in 2050 leidt tot een systeem met circa 19,6 GW kernenergie in ADAPT en 10 GW in TRANSFORM. ADAPT is in dit geval gevoeliger voor dezer verruiming dan TRANSFORM, mede omdat het potentieel hernieuwbare energie lager ligt. Vergeleken met het referentiesysteem met vier grote kerncentrales resulteert dit in een verlaging van de systeemkosten met respectievelijk €248 miljoen en €1.176 miljoen per jaar.

Het is belangrijk op te merken dat dit kostenvoordeel niet specifiek het gevolg is van de inzet van kernenergie, maar voortkomt uit de toegenomen vrijheid in elektriciteitsopwekking. Een vergelijkbaar kostenvoordeel zou ook optreden bij het verruimen van de maximale capaciteit voor andere vormen van opwek, zoals wind- of zonne-energie. Binnen de simultaan uitgebrachte studie over de inpassing van kernenergie (Integration of nuclear energy in the energy system - Scenario analysis for the Dutch energy system) hebben we de impact onderzocht van het loslaten van zowel de limiet op kerncentrales als op hernieuwbare bronnen. Dit leidde in die studie tot een systeem zonder kernenergie met meer hernieuwbare opwek.

4.3 Gevoeligheidsanalyses kerncentrales



Figuur 4.3: Systeemkosten ten opzichte van de referentie onder verschillende nucleaire aannames. De effecten worden ingedeeld in directe en indirecte effecten.

Er zijn meerdere gevoeligheidsanalyses uitgevoerd om de robuustheid van het energiesysteem ten opzichte van onzekerheden rond de realisatie van kernenergie in kaart te brengen.

De eerste analyse ('Kerncentrale investeringskosten van 7.100 naar 14.200 €/kW; verplicht gebouwd') onderzoekt het effect van een verdubbeling van de investeringskosten voor kernenergie van 7.100 naar 14.200 €/kW. Daarbij zijn twee varianten doorerekend. In de eerste variant wordt de verhoging van de investeringskosten toegepast, maar krijgt het energiesysteem geen kans om daarop te

anticiperen. In dat geval resulteert de bouw van 3 GW kernenergie in 2040 en 6 GW in 2050 in extra systeemkosten van respectievelijk 0,7 en 1,3 miljard euro per jaar.

In de tweede variant (*'Kerncentrale investeringskosten van 7.100 naar 14.200 €/kW'*) wordt het energiesysteem wel geoptimaliseerd op basis van de hogere investeringskosten, waardoor andere technologieën kunnen worden gekozen. In 2040 wordt dan geen kernenergie geselecteerd. In 2050 wordt in het ADAPT-scenario alsnog het volledige potentieel van 6 GW kernenergie ingezet, terwijl in het TRANSFORM-scenario slechts 2,8 GW wordt gerealiseerd. De resulterende meerkosten bedragen in 2040 respectievelijk 183 miljoen euro (ADAPT) en 468 miljoen euro (TRANSFORM). In 2050 lopen de meerkosten op tot 2,1 miljard euro (ADAPT) en 1,5 miljard euro (TRANSFORM).

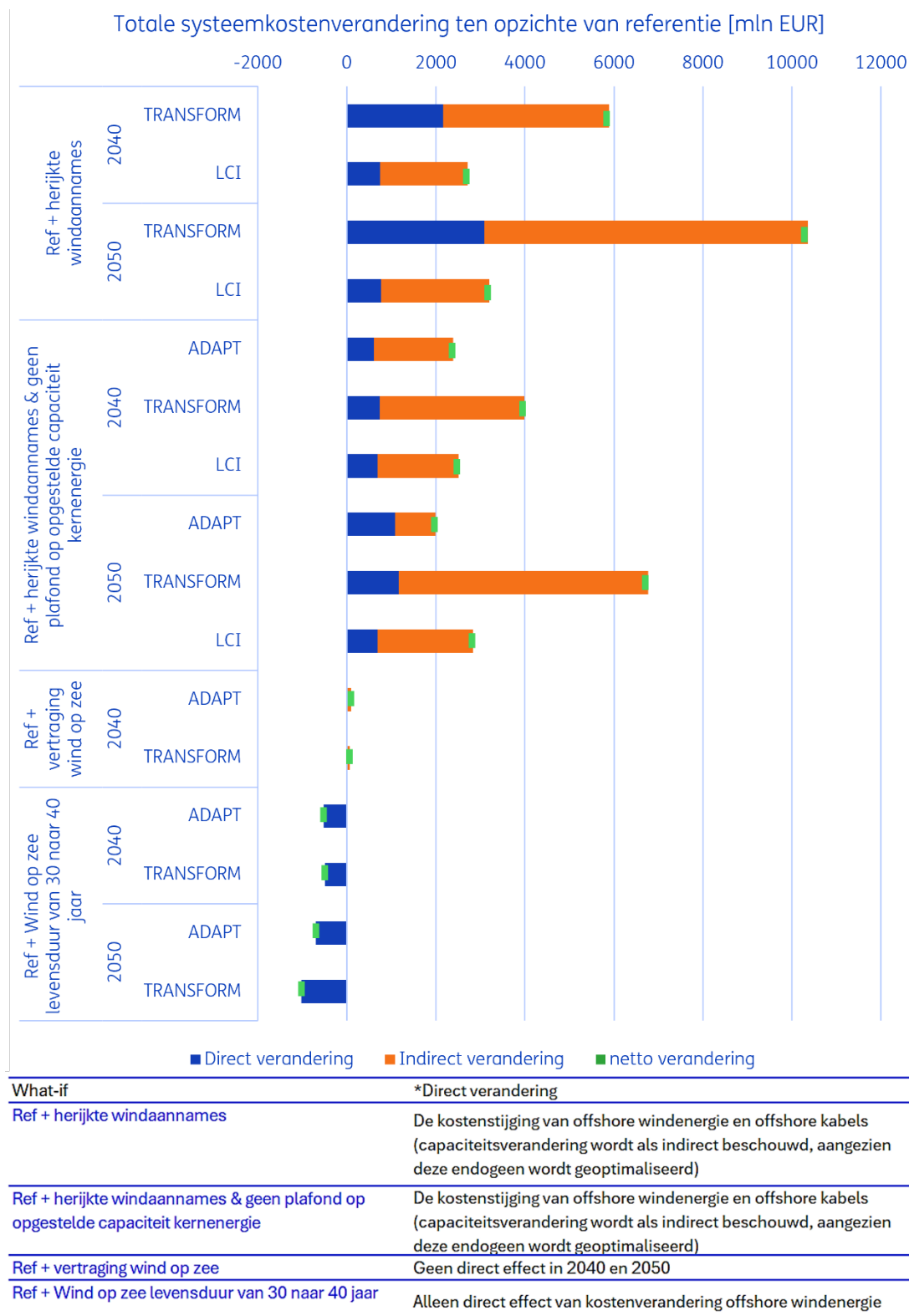
Een opvallende uitkomst is dat het anticiperen op de hogere investeringskosten uiteindelijk tot hogere systeemkosten leidt dan het niet anticiperen. Dit hangt samen met de manier waarop het model jaar-op-jaar optimaliseert. In 2040 kiest het model voor goedkopere alternatieven (waaronder gascentrales), maar in 2050 blijkt kernenergie alsnog nodig om de klimaatdoelen te halen. De eerder gebouwde gascentrales worden daardoor deels overbodig, terwijl de kosten ervan wel blijven doorwerken. In een model dat over de tijd optimaliseert zou dit effect niet optreden. Dergelijke modellen zijn echter veel rekenkundig intensiever, en kunnen daardoor niet met dezelfde detailniveaus (uurbasis, regionale differentiatie) worden doorgerekend.

De tweede analyse ("uitloop bouwtijd met 5 jaar" in figuur 4.3) betreft een vertraging van vijf jaar in de bouwtijd van kerncentrales, waardoor één centrale minder gebouwd kan worden en de rentelasten stijgen. Ondanks de hogere kosten wordt het resterende potentieel grotendeels gerealiseerd, met uitzondering van het ADAPT-scenario in 2040, waarin slechts 0,4 GW van de geplande 1,5 GW wordt gerealiseerd. In de meeste gevallen blijven de meerkosten beperkt. Uitzondering vormt ADAPT in 2050, waarin het niet realiseren van 1,5 GW aan kernenergie aanzienlijke systeemimpact heeft. In dat scenario stijgen de systeemkosten met 4,4 miljard euro per jaar. Het systeem kan dan alleen functioneren door een combinatie van alternatieve maatregelen, zoals extra elektriciteitsopwekking via gascentrales en bifaciale zonnepanelen, intensievere isolatie, inzet van brandstofgedreven trucks en schepen, en extra productie en import van deze brandstoffen.

In de derde analyse ("Ref + Kerncentrales niet verplicht aan de kust" in figuur 4.3) is onderzocht wat het effect is van het toestaan van plaatsing van kerncentrales landinwaarts. Ondanks de extra kosten voor de dan veronderstelde benodigde koeltorens kiest het model er in sommige gevallen voor om een deel van de centrales binnenlands te situeren (75% bij TRANSFORM, 66% bij ADAPT). Het kostenvoordeel hiervan is beperkt, met een orde van grootte van circa 100 miljoen euro per jaar in 2040 en 200 miljoen euro per jaar in 2050. Dit komt onder meer doordat binnenlandse plaatsing in sommige gevallen leidt tot vermeden investeringen in elektriciteitsinfrastructuur, variërend van 36 tot 41 miljoen euro per jaar, en in ADAPT 2050 zelfs 130 miljoen euro per jaar. Dit komt doordat wordt gekozen voor sterk onderling verbonden regio's, waardoor de infrastructuur minder hoeft te worden verzwaaard.

Het verlengen van de levensduur van kerncentrales van 60 naar 80 jaar verlaagt de totale systeemkosten met €74 miljoen in 2040 (0,02%–0,04% van de totale kosten in 2040) en met €137 miljoen in 2050 (0,07%–0,1% van de totale kosten in 2050) (zie "Ref + Kerncentrales levensduur van 60 naar 80 jaar" in figuur 4.3).

4.4 Gevoeligheidsanalyses wind op zee



Figuur 4.4: Systeemkosten effecten vergeleken met de referentie op basis van aannames over offshore windenergie. De effecten worden ingedeeld in directe en indirecte effecten. LCI: Less competitive & import ook wel aangeduid als *Minder competitief & import of Kleinere Industrie variant van TRANSFORM*

Er zijn meerdere gevoeligheidsanalyses uitgevoerd om de robuustheid van het energiesysteem te toetsen aan onzekerheden rond de realisatie van wind op zee.

In de eerste analyse is onderzocht hoe het systeem reageert op minder gunstige omstandigheden: hogere investeringskosten, lagere capaciteitsfactor en hogere infrastructuurkosten. Deze variant is doorgerekend voor het TRANSFORM-scenario. De productiecapaciteit blijft gelijk: dezelfde hoeveelheid wind op zee wordt opgesteld. Wel verandert de aanlanding: om offshore infrastructuur te vermijden, kiest het systeem voor meer waterstofproductie op zee en minder directe elektriciteitsaanlanding.

Qua kosten zijn twee effecten zichtbaar. Er zijn directe kostenstijgingen door hogere investerings- en infrastructuurkosten (2,1/3,1 mld. euro per jaar in 2040/2050). Ook zijn er indirecte kostenstijgingen doordat meer waterstof wordt aangeland en minder elektriciteit beschikbaar is (lagere capaciteitsfactor en minder aanlanding van zee). Dit leidt tot extra systeemaanpassingen met 3,7/7,2 mld. euro aan meerkosten. In totaal stijgen de systeemkosten met 5,9 mld. euro per jaar in 2040 en 10,4 mld. euro per jaar in 2050.

In het scenario TRANSFORM - *Minder competitief & import* waren initieel geen kerncentrales aanwezig en de maximale capaciteit wind op zee niet beperkt. Door een extra gevoeligheidsanalyse uit te voeren met herijkte parameters voor wind, ontstaat een uitruil: minder wind op zee en meer kernenergie. Hierdoor stijgen de kosten veel minder sterk: 2,7 mld. euro in 2040 en 3,2 mld. euro in 2050.

In een extra gevoeligheid is het maximum op kernenergiecapaciteit losgelaten²⁵. Ten opzichte van de ADAPT- en TRANSFORM-referentie (met kernenergie), leidt dit in de basisvarianten van ADAPT en TRANSFORM tot een aanzienlijke verschuiving: in 2050 wordt respectievelijk 26 en 32 GW kernenergie opgesteld. Tegelijkertijd daalt het vermogen aan offshore windenergie flink, naar 22 GW in ADAPT en 25 GW in TRANSFORM. In TRANSFORM resulteert dit in een beperking van de kostenstijging van 1,9 mld. (2040) en 3,5 mld. euro (2050) ten opzichte van het scenario met plafond. In het scenario met minder industrie wordt minder extra kernenergie toegevoegd en zijn de kostenvoordelen minder groot.

De analyse onderzocht wat er gebeurt als investeringen in offshore wind tussen 2030 en 2040 worden uitgesteld vanwege de verwachte uitbreiding van kernenergie in 2040 en 2050. Hiervoor is het potentieel voor offshore wind verlaagd om terughoudende investeerders te simuleren. Dit had echter weinig invloed op de resultaten voor 2040 en 2050. Omdat de jaren 2030 en 2035 minder afhankelijk zijn van hernieuwbare energie, zoals offshore wind, waren er nauwelijks aanpassingen nodig in het systeem en zijn er geen veranderingen waargenomen in de kernenergie- en windinstallaties in 2040 en 2050.

Het verlengen van de levensduur van offshore wind van 30 naar 40 jaar verlaagt de totale systeemkosten met €523 miljoen in ADAPT en €492 miljoen in TRANSFORM in 2040, en met €693 miljoen in ADAPT en €1.018 miljoen in TRANSFORM in 2050. Dit komt overeen met een kostenreductie van 0,5%–0,6% in 2040 en 0,5%–0,7% in 2050.

²⁵ Zie ook het eerder gemaakte voorbehoud over kernenergie: de uitkomst van deze extra gevoeligheid, waarbij het maximum voor kernenergiecapaciteit is losgelaten, moet eveneens als een theoretische exercitie worden beschouwd. Beleidsmatige overwegingen over wenselijkheid en realiseerbaarheid zijn hierbij buiten beschouwing gelaten.

4.5 Gecombineerde gevoeligheidsanalyse wind op zee en kernenergie

Tabel 4.2: Opgestelde capaciteit kerncentrales en wind op zee voor verschillende what-if analyses [GWe]

	TRANSFORM		ADAPT		Minder Competitief & Import	
	Kernenergie	Wind op zee	Kernenergie	Wind op zee	Kernenergie	Wind op zee
2040						
Referentie	3,0	40,3	2,5	31,3		29,4
Herijkte windaannames	3,0	40,3			3,0	11,5
Herijkte windaannames & hogere investeringskosten kernenergie	3,0	40,3	3,0	15,7	2,1	11,5
Herijkte windaannames & geen plafond op opgestelde capaciteit kernenergie	18,6	15,1	9,9	11,5	5,8	11,5
Ref + herijkte windaannames & hogere investeringskosten kernenergie & geen plafond op opgestelde capaciteit kernenergie	7,1	31,6	6,1	11,5		
Geen plafond op opgestelde capaciteit kernenergie	4,2	40,3	2,5	31,3		
2050						
Referentie	6,0	60,5	6,0	30,5		41,1
Herijkte windaannames	6,0	60,5			6,0	11,9
Herijkte windaannames & hogere investeringskosten kernenergie	6,0	60,5	6,0	30,5	2,1	14,2
Herijkte windaannames & geen plafond op opgestelde capaciteit kernenergie	32,0	24,4	26,1	21,8	7,4	11,5

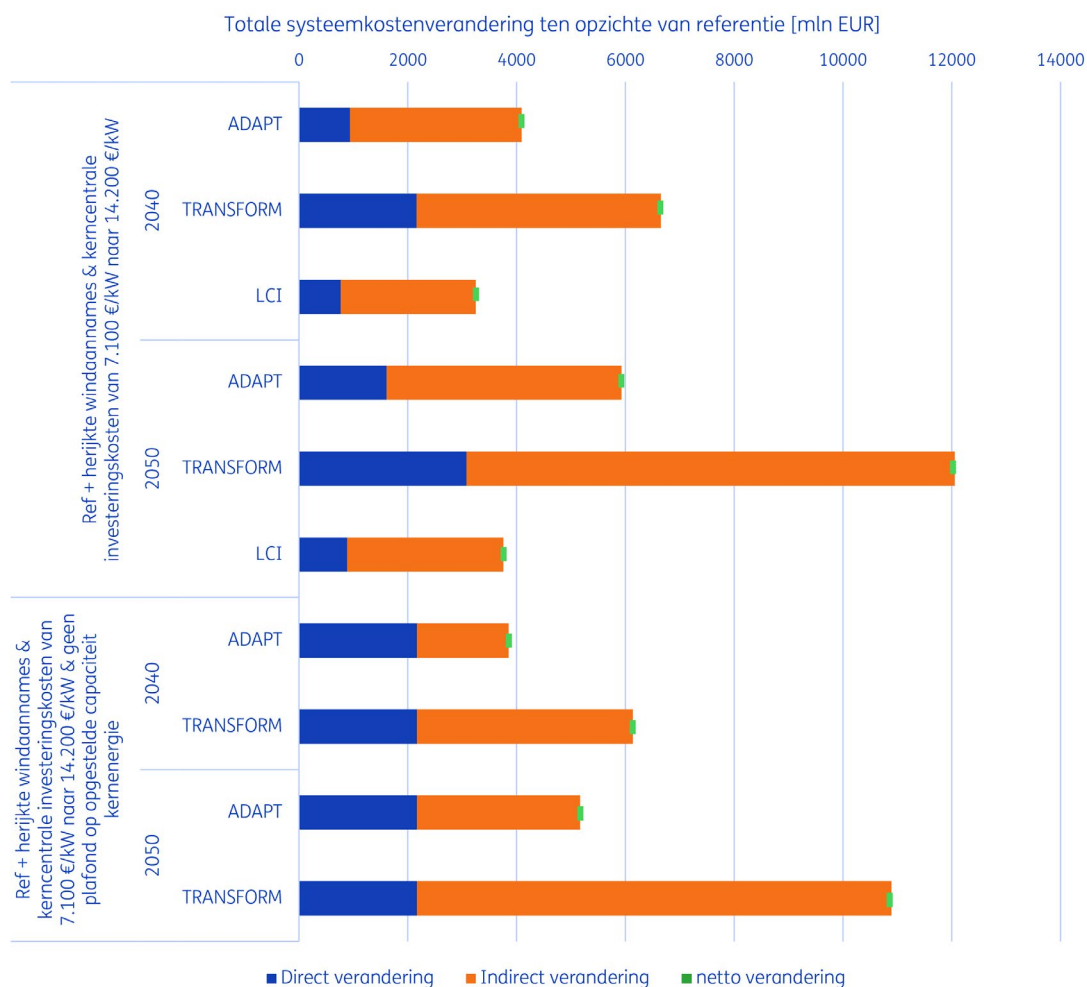
	TRANSFORM		ADAPT		Minder Competitief & Import	
Herijkte windaannames & hogere investeringskosten kernenergie & geen plafond op opgestelde capaciteit kernenergie	10,4	60,5	11,4	30,5		
Geen plafond op opgestelde capaciteit kernenergie	10,0	60,5	19,6	30,5		

Aanvullend op de voorgaande gevoeligheidsanalyses is een scenario doorgerekend met zowel verslechterde omstandigheden voor wind op zee (hogere investeringskosten, duurder net op zee en lagere capaciteitsfactor) als een verdubbeling van de investeringskosten voor kerncentrales. Deze combinatie is interessant om te zien hoe de balans tussen wind op zee en kernenergie in dat geval uitvalt.

Over het geheel genomen laat dit systeem – ten opzichte van de referentiesituatie – een lichte verschuiving zien richting meer kernenergie ten koste van wind op zee:

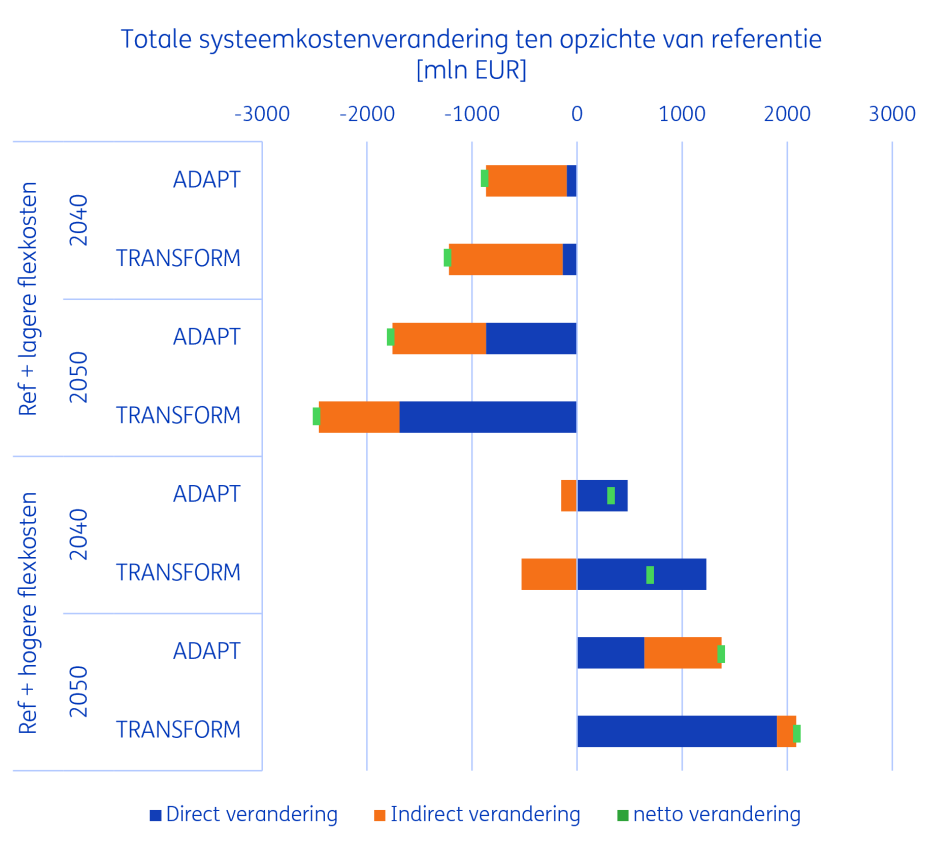
- **TRANSFORM:** in de meeste gevallen wordt het maximale potentieel voor beide technologieën benut. Uitzondering vormen de varianten zonder plafond op kernenergie. Hier kiest het model voor meer kernenergie in 2040 (ten koste van wind op zee) en iets meer in 2050 (zonder reductie van wind op zee).
- **ADAPT:** in 2040 wordt aanzienlijk minder wind op zee geplaatst (15 GW met plafond; 20 GW zonder plafond) en slechts beperkt extra kernenergie toegevoegd (0,5 GW met plafond; 3,6 GW zonder plafond). In 2050 wordt in alle varianten het maximale windpotentieel benut, en alleen bij het opheffen van het plafond komt er 5,4 GW extra kernenergie bij.
- **Minder Competitief & Import (LCI):** in zowel 2040 als 2050 wordt beduidend minder wind op zee gerealiseerd (11,5 respectievelijk 14,2 GW), slechts deels gecompenseerd door kernenergie (2,1 GW in beide jaren).

Het spreekt voor zich dat de systeemkosten in de gecombineerde gevoeligheidsanalyses hoger uitvallen. Bij TRANSFORM is de toename in systeemkosten in het gecombineerde scenario gelijk aan de som van de toenames in de afzonderlijke scenario's.



Figuur 4.5: Systeemkosteneffecten vergeleken met referentie naar gecombineerde pessimistische offshore windenergieontwikkeling met hoge investeringskosten van kernenergie. De effecten worden ingedeeld in directe en indirecte effecten. Direct verandering: De kostenstijging van offshore windenergie en offshore kabels (capaciteitsverandering wordt als indirect beschouwd, aangezien deze endogeen wordt geoptimaliseerd)

4.6 Gevoeligheidsanalyses Flexibiliteit



Figuur 4.6: Systeemkostenvergelijking met referentie op basis van aannames over flexibiliteitsopties. Het effect wordt onderverdeeld in direct en indirect. Direct verandering: De kostenverandering als gevolg van variërende flexibiliteitsinvesteringskosten (kostenverandering als gevolg van capaciteitsverandering wordt als indirect beschouwd, aangezien deze endogeen wordt geoptimaliseerd)

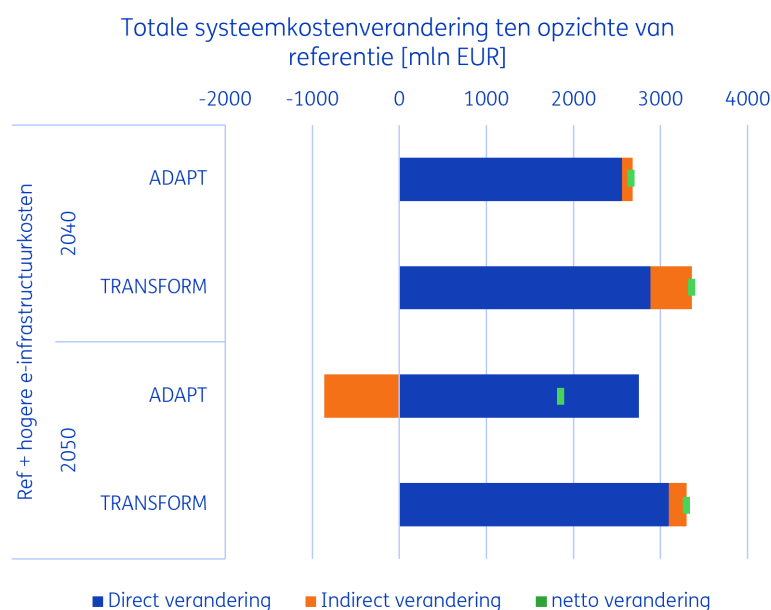
In deze gevoeligheidsanalyse is gekeken naar twee aspecten. Enerzijds naar de gevoeligheid voor veranderingen in de investeringskosten van flexibiliteitsopties, en anderzijds de mogelijkheid voor de industrie om extra productiecapaciteit bij te bouwen om flexibiliteit te leveren aan het energiesysteem. Voor deze aspecten gezamenlijk is zowel een scenario doorgerekend met gunstigere omstandigheden als een scenario met ongunstiger omstandigheden.

De rol van wind op zee en kernenergie verandert nauwelijks. Alleen in het ADAPT 2040-scenario wijzigt het opgestelde vermogen aan kernenergie. Dit scenario was in de referentie met kernenergie al het enige waarin slechts een deel van het volledige potentieel aan wind op zee werd benut. In de gevoeligheid met gunstige omstandigheden voor flexibiliteit wordt het volledige potentieel ingezet, terwijl in de gevoeligheid met ongunstige omstandigheden slechts 0,8 GW kerncentrales wordt gerealiseerd in plaats van 2,5 GW.

De resultaten laten zien dat de totale systeemkosten relatief gevoelig reageren op deze veranderingen. TRANSFORM – met het grootste geïnstalleerde vermogen aan zon- en windenergie – blijkt het meest gevoelig voor deze kostenverschillen. De variatie loopt van –1,2 tot +0,7 miljard euro in 2040 en van –2,4 tot +2,1 miljard euro in 2050. Een groot deel van deze variatie (47–81% bij TRANSFORM in 2050) wordt direct verklaard door de hogere of lagere investeringskosten. Het resterende verschil is het gevolg van de systeemrespons.

De investeringskosten van elektrolyzers lijken een van de meest bepalende factoren. Ze hebben zowel een directe invloed op de systeemkosten als op de manier waarop het systeem zich aanpast. Goedkopere flexibiliteit verlaagt de prijs van waterstofproductie, waardoor het systeem hierop optimaliseert. De trend is dat lagere waterstofkosten leiden tot minder beschikbare elektriciteit voor directe elektrificatie, waardoor vaker voor een niet-elektrificatieroute wordt gekozen. Bovendien maken lagere flexibiliteitskosten het mogelijk om aanzienlijk te besparen op infrastructuur. In een systeem met goedkopere flexibiliteit wordt daarnaast vaker gekozen voor duurdere zonne-energietechnologieën en aanzienlijk minder opwekcapaciteit uit elektriciteitscentrales in 2050.

4.7 Elektriciteitsinfrastructuur



Figuur 4.7: Systeemkostenvergelijking met referentie op basis van aannames over de elektriciteitsinfrastructuur. Het effect wordt onderverdeeld in direct en indirect. Direct verandering: De kostenverandering als gevolg van hogere investeringskosten voor transmissie (kostenverandering als gevolg van capaciteitsverandering wordt als indirect beschouwd, aangezien deze endogeen wordt geoptimaliseerd)

In deze gevoeligheidsanalyse onderzoeken we de impact van hogere kosten voor het aanleggen van elektriciteitsinfrastructuur.

In zowel ADAPT als TRANSFORM heeft dit geen effect op de opgestelde vermogens wind op zee en kernenergie, met uitzondering van ADAPT in 2040. In dat jaar wordt het volledige potentiële vermogen ingezet, wat 0,5 GW meer is dan in het referentiescenario.

De totale systeemkosten stijgen met 1,8 tot 3,3 miljard euro per jaar. Hiervan wordt 60–68% direct veroorzaakt door de hogere kosten voor elektriciteitsinfrastructuur (aanpassing van de parameters). Een uitzondering is ADAPT in 2050, waar dit aandeel 146% bedraagt. In tegenstelling tot de andere scenario's is de systeemrespons een kostendaling.

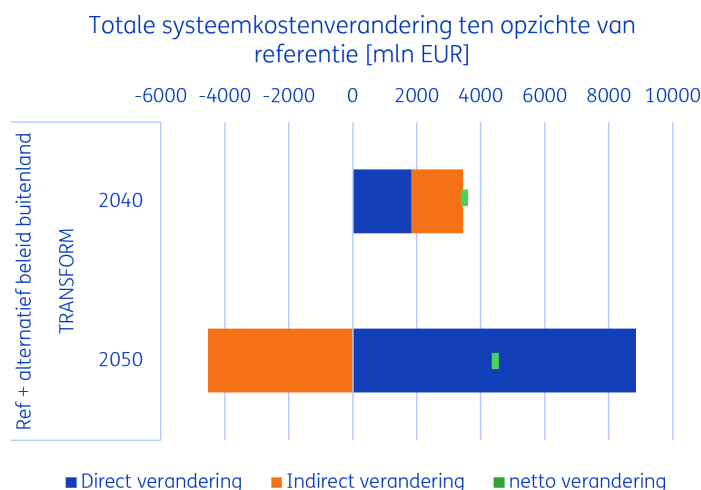
Deze systeemrespons bestaat uit:

- Grotere inzet van batterijen, elektrolyzers en waterstofopslag om netkosten te verlagen.
- Minder elektrificatie van de gebouwde omgeving, waarbij in TRANSFORM eerst meer warmtenetten worden ingezet en later meer aardgasgestookte ketels²⁶.
- In 2040 minder zonne-energie-capaciteit, deels verschoven van kleinschalige (residentiële) naar grote (utility) installaties; dit effect verdwijnt in 2050.
- Een verschuiving naar meer brandstofgebruik in de eindtoepassing (biobrandstoffen, synthetische brandstoffen en fossiele brandstoffen²⁶, afhankelijk van de resterende opties binnen het systeem).

Hoewel de stijging van de systeemkosten fors lijkt, is het in relatieve zin een beperkte toename. In deze modellering leidt een kostenstijging van factor 1,45 (onshore) of 4,5 (offshore) tot een toename van slechts 35–56% in de infrastructuurkosten. Als de hogere infrastructuurkosten direct tot kostenstijging hadden geleid, waren de kosten dus nog veel meer toegenomen.

Belangrijk is dat aan deze resultaten slechts beperkte conclusies mogen worden verbonden. De relatief kleine kostenstijging is hoogstwaarschijnlijk het gevolg van beperkingen in het model: elektriciteitsinfrastructuur wordt hierin nog onvoldoende nauwkeurig weergegeven. Dit wordt nader bediscussieerd in hoofdstuk 6. De cijfers geven daarmee vooral een indicatie van mogelijke richtingen, maar zijn niet bedoeld als robuuste kwantitatieve uitspraken.

4.8 Transitiestrategie buitenland



Figuur 4.8: Systeemkosten effecten in vergelijking met de referentie als gevolg van verschillende aannames over de energiesystemen van de omringende landen. De effecten worden ingedeeld in directe en indirecte effecten. Direct verandering: veranderingen als gevolg van de import en export van waterstof en elektriciteit.

Om de impact van een andere transitiestrategie in het buitenland te onderzoeken, is een gevoeligheidsanalyse uitgevoerd op basis van het TRANSFORM-scenario. In dit basisscenario is geen concurrentie verondersteld tussen wind op zee en kernenergie.

²⁶ Het emissiedoel voor het scenario is hetzelfde. Emissies hier worden dus gebalanceerd door emissiereducties elders.

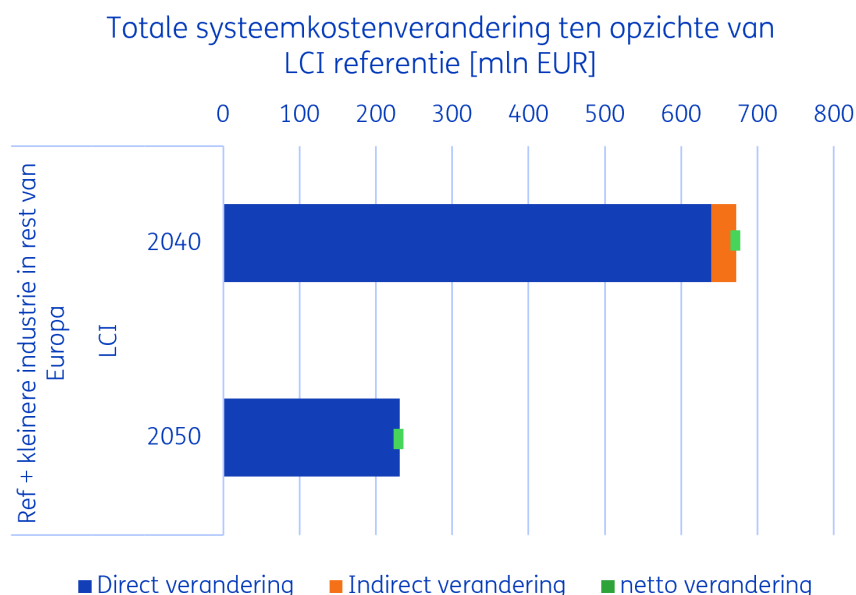
Voor het buitenland is in eerste instantie uitgegaan van de TYNDP-studie uit 2022 als uitgangspunt voor de elektriciteits- en waterstofvraag binnen de EU (exclusief Nederland). In de gevoeligheidsvariant is gebruik gemaakt van de in 2024 verschenen actualisatie van deze studie, waarin de nadruk meer ligt op directe elektrificatie en minder op waterstofgebruik als transitiestrategie.

De resultaten laten zien dat zowel de systeemkosten als het aandeel kernenergie gevoelig zijn voor deze gewijzigde uitgangspunten. De geïnstalleerde kernenergiecapaciteit daalt van 1,5 naar 0,9 GW in 2040 en van 6 naar 4,3 GW in 2050. Daarnaast nemen de jaarlijkse systeemkosten toe met €3,5 miljard in 2040 en €4,3 miljard in 2050.

Een belangrijk deel van deze kostenstijging komt voort uit een verslechterde handelsbalans, met name op het gebied van waterstof. In 2050 wordt er netto 38 TWh per jaar méér waterstof geïmporteerd dan in het basisscenario, wat leidt tot een extra kostenpost voor 'Overige verschuivingen – Import/Export' van € 4,9 miljard per jaar in 2040 en € 9,9 miljard per jaar in 2050. Deze hogere importkosten worden slechts gedeeltelijk gecompenseerd door een gunstigere elektriciteitshandelsbalans, die het systeem respectievelijk € 2,8 miljard (2040) en € 1,0 miljard (2050) extra oplevert.

Opvallend is verder dat in 2050 minder wordt geïnvesteerd in elektrificatie (€5,4 miljard per jaar minder), terwijl de uitgaven aan fossiel aangedreven technologie juist toenemen (€3,3 miljard per jaar). Deze verschuiving is grotendeels toe te schrijven aan de keuze voor brandstofgedreven vrachtwagens in plaats van elektrische alternatieven.

4.9 Industriële strategie buitenland



Figuur 4.9: Systeemkosten effecten in vergelijking met de referentie als gevolg van verschillende aannames over de vraag vanuit de industrie in omringende landen. De effecten worden ingedeeld in directe en indirecte effecten. Directe veranderingen: veranderingen als gevolg van de import en export van waterstof en elektriciteit.

In deze gevoeligheidsanalyse is onderzocht wat het effect is van een kleinere industrie in Europa. Daarbij is gekeken naar een variant op het wereldbeeld 'TRANSFORM – Minder Competitief & Import', waarin ook de rest van Europa een kleinere industriële sector kent, net als Nederland.

Met betrekking tot kernenergie blijkt dat een kleinere Europese industrie geen invloed heeft op de opgestelde capaciteiten van wind op zee en kernenergie in Nederland. De capaciteit voor wind op zee blijft onveranderd. Voor kernenergie zijn de opgestelde vermogens ook identiek: slechts een deel van het potentieel aan Small Modular Reactors (SMR's) wordt gerealiseerd; grote kerncentrales worden niet ingezet.

De verschuivingen in systeemkosten worden vrijwel volledig veroorzaakt door prijsveranderingen in de internationale handel in elektriciteit en waterstof. In 2040 bedraagt het totale verschil in systeemkosten 672 miljoen euro per jaar. Hiervan wordt 648 miljoen euro verklaard door veranderingen in de import- en exportbalans (voornamelijk waterstof). In 2050 bedraagt het verschil 231 miljoen euro per jaar. Dit komt voort uit 309 miljoen euro aan extra kosten uit een verslechterde import- en exportbalans, deels gecompenseerd door 81 miljoen euro aan overige handelsstromen (voornamelijk waterstof).

In beide jaren blijven de import- en exportvolumes van waterstof en elektriciteit gelijk. Wanneer in de hele EU de industriële vraag lager is, exporteert Nederland minder en stijgen de prijzen, omdat het voordeel verdwijnt dat Nederland had toen het als enige land met lagere industriële vraag optimaal kon profiteren van import en export.

5 Overige systeemaspecten

Naast de effecten op de systeemkosten zijn er verschillende andere aspecten die relevant kunnen zijn bij de integratie van extra kernenergie in het Nederlandse energiesysteem. Om deze in beeld te brengen, is een workshop georganiseerd met beleidsmakers. Daarin is hen gevraagd welke factoren zij belangrijk vinden bij de afweging om wel of niet voor kernenergie te kiezen. Deze systeemaspecten worden behandeld in paragrafen 5.1 tot en met 5.7. Voor elk aspect is aanvullend literatuuronderzoek gedaan om de inzichten uit de workshop te onderbouwen en verder te contextualiseren.

Daarnaast zijn op verzoek van de opdrachtgever drie verdiepingen toegevoegd: in paragraaf 5.8 de impact op elektriciteitsprijzen, in paragraaf 5.9 de gevolgen voor balanshandhaving en draaiende reserves, en in paragraaf 5.10 de effecten van het ‘achter de meter’ plaatsen van een kerncentrale.

5.1 Geopolitieke afhankelijkheid

De wereldwijde energietransitie intensiveert de geopolitieke concurrentie om bepaalde grondstoffen en technologieën, wat leidt tot een grotere importafhankelijkheid voor landen als Nederland (Witteveen+Bos, eRisk, & HCSS, 2022). Een goed begrip van deze afhankelijkheden is cruciaal bij het evalueren van de langetermijnstrategieën voor kernenergie en wind op zee. Een overzicht van de afhankelijkheden en risico's van kritische grondstoffen is in Figuur 5.1 weergegeven voor een aantal technologieën.

Technologieën / Grondstoffen			Kritische Grondstoffen lijst van de Europese Unie (2020)															Materialen opgenomen in de verkenningstudie van de Europese Commissie (2020)																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																														
			Zeer belangrijk					Belangrijk					Redelijk belangrijk					Weinig belangrijk					Potentieel belangrijk																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																									
			HREE		LREE			PGM					(In) Indium					(Ga) Gallium					(Si) Silicium Metaal					(Hf) Hafnium					(Mo) Molybdeen					(Mn) Mangaan					(Sn) Tin					(Cr) Chromium					(Zr) Zirkonium					(Ag) Zilver					(Al) Aluminium					(Te) Tellurium					(Ni) Nikkel					(Fe) IJzer/Staal*					(Sc) Scandium					(Zn) Zink					(Cd) Cadmium					(Pb) Loed					(Cu) Koper																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																									
(U) Uranium	(Dy) Dysprosium	(Tb) Terbium	(Y) Yttrium	(La) Lanthaan	(Pr) Prasodymium	(Nd) Neodymium	(Mg) Magnesium	(Nb) Niobium	(Ge) Germanium	(P) Fosfor	Boraten	(Co) Kobalt	(Pt) Platina	(Ir) Iridium	(Pd) Palladium	(Ni) Nikkel	(V) Vanadium	(W) Wolfram	(Li) Lithium	(Ta) Tantal	(F) Fluoropar	(Ti) Titanium	(Ga) Gallium	(S) Silicium Metaal	(Hf) Hafnium	(Mo) Molybdeen	(Mn) Mangaan	(Sn) Tin	(Cr) Chromium	(Zr) Zirkonium	(Ag) Zilver	(Al) Aluminium	(Te) Tellurium	(Ni) Nikkel	(Fe) IJzer/Staal*	(Sc) Scandium	(Zn) Zink	(Cd) Cadmium	(Pb) Loed	(Cu) Koper																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																								
1	Nucleair																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																															

Figuur 5.1: Een overzicht van de eindbeoordeling van de risico's voor verschillende grondstoffen uit (Witteveen+Bos, eRisk, & HCSS, 2022). Benodigde materialen per technologie in grijs aangegeven. In de andere kleuren de materialen met een zeker toeleveringsrisico.

Voor kernenergie is het risico van importafhankelijkheid groot, maar het risico relatief beperkt. De belangrijkste grondstof, uranium, is afkomstig van een diverse, wereldwijde markt. Hoewel er staatsbedrijven uit landen als Kazachstan en Rusland actief zijn, is het risico beheersbaar (Witteveen+Bos, eRisk, & HCSS, 2022). Dit komt doordat er relatief kleine hoeveelheden nodig zijn en, nog belangrijker, omdat uranium als vaste stof gemakkelijk voor vele jaren kan worden opgeslagen. Hierdoor kunnen landen strategische voorraden aanleggen, wat een groot voordeel is voor de leveringszekerheid. Hoewel voor de bouw van een centrale enkele kritieke materialen

nodig zijn, is de totale mineraalintensiteit laag, zeker gezien de lange levensduur van 60 jaar of meer, waardoor de vraag naar nieuwe bouwmaterialen beperkt blijft (IRENA, 2023).

De afhankelijkheid voor wind op zee zit in de constructiematerialen, en is van een fundamenteel andere en grotere orde. Windturbines hebben een hoge mineraalintensiteit en zijn, met name de efficiënte 'direct-drive' modellen, sterk afhankelijk van zeldzame aardmetalen zoals neodymium voor hun permanente magneten (IRENA, 2023; Witteveen+Bos, eRisk, & HCSS, 2022). Het geopolitieke risico hier is significant, omdat de toeleveringsketens voor deze materialen – van winning en verfijning tot de productie van de magneten zelf – extreem geconcentreerd zijn in China (HCSS, 2020; IEA, 2022). Dit gebrek aan diversificatiemogelijkheden creëert een directe kwetsbaarheid voor Europa. Dit risico wordt verder versterkt door de snel stijgende vraag naar deze mineralen, gedreven door de uitrol van windparken, en door indirecte afhankelijkheden: de variabele aard van wind vereist meer batterijopslag, die op zijn beurt afhankelijk is van andere kritieke materialen zoals lithium en kobalt, met eveneens geconcentreerde en risicovolle toeleveringsketens. Daar bovenop is de levensduur van windturbines een stuk korter dan de levensduur van kerncentrales.

Wanneer we beide technologieën vergelijken, heeft kernenergie vanuit het perspectief van grondstofafhankelijkheid een relatief voordeel. De beheersbare risico's van de uraniummarkt en de lage algehele mineraalbehoefte over de lange levensduur verschillen sterk met de grote afhankelijkheid van windenergie van een door China gedomineerde toeleveringsketen.

5.2 Lang levend kernafval

Een veilige en effectieve aanpak van kernafval is cruciaal voor de duurzaamheid en publieke acceptatie van kernenergie. In Nederland is de COVRA (Centrale Organisatie Voor Radioactief Afval) in Borsele de enige instantie die al dit afval verzamelt, verwerkt en opslaat (COVRA, 2025). Radioactief afval kent drie classificaties: Hoogradioactief Afval (HLW), Middelradioactief Afval (ILW) en Laagradioactief Afval (LLW). LLW en ILW worden geborgen op enkele tot een paar honderd meter diepte, hetgeen al gedaan wordt in landen zoals Finland, Zweden en Frankrijk. In Nederland wordt dit afval nog in een bovengrondse tussenopslag gehouden (NRG Pallas, 2025). De huidige bovengrondse opslagcapaciteit van COVRA is naar verwachting toereikend tot circa 2080, maar de capaciteit kan eerder worden bereikt in het geval dat er meer kerncentrales bij komen (Mott MacDonald, 2025; NRG Pallas, 2025).

Voor HLW is de huidige methode eerst een tijdelijke bovengrondse tussenopslag voor een periode van minstens 100 jaar (Antea Group, 2025). Dit is een tijdelijke en veilige oplossing, maar niet als een definitieve. De huidige bovengrondse opslagcapaciteit van COVRA is naar verwachting toereikend tot circa 2080 (Mott MacDonald, 2025). De oplossing voor de lange termijn is diepe geologische eindberging, waarbij het afval permanent wordt geïsoleerd van de leefomgeving in diepe, stabiele aardlagen. In Nederland richt het onderzoek zich op zoutkoepels en kleilagen, die het afval voor honderdduizenden jaren veilig kunnen insluiten (Antea Group, 2025). Hoewel wereldwijd nog geen enkel land een eindberging voor hoogradioactief afval volledig operationeel heeft, staat Finland op het punt om de eerste ter wereld te openen, wat de technische haalbaarheid van het concept aantoont. De Nederlandse overheid wil het besluitvormingsproces voor een eigen eindberging versnellen. Er zal in 2050 al een keuze gemaakt worden in plaats van in 2100 (COVRA, 2025).

Naast directe eindberging is opwerking van verbruikte splijtstof een andere strategie. Hierbij wordt tot 95% van het bruikbare materiaal (uranium en plutonium) uit de splijtstof gehaald voor hergebruik, wat het uiteindelijke afvalvolume verkleint (NRG Pallas, 2025). Nederland laat dit momenteel in Frankrijk doen. De geplande bouw van nieuwe kerncentrales in Nederland zal de totale hoeveelheid afval doen toenemen, wat de druk op de opslagcapaciteit verhoogt (NRG Pallas, 2025). Terwijl de COVRA zelf voldoende ruimte heeft tot circa 2080, dreigt er voor laagradioactief afval een tekort aan capaciteit op stortplaatsen rond 2036.

De grootste uitdaging is de verantwoordelijkheid op de lange termijn en het garanderen van veiligheid. Dit wordt ondervangen door een streng wettelijk kader, met de ANVS (Autoriteit Nucleaire Veiligheid en Stralingsbescherming) als nationale toezichthouder die internationale standaarden van het IAEA en Euratom handhaaft (Antea Group, 2025; Mott MacDonald, 2025). Een belangrijke externe drijfveer is de EU Taxonomie, die vereist dat er in 2050 een concreet en operationeel plan is voor een diepe geologische eindberging om kernenergie als duurzaam te kunnen labelen (NRG Pallas, 2025).

Vanwege de hoge eenmalige kosten van een eindberging wordt internationale samenwerking gezien als een zeer kansrijke route voor landen met een relatief klein afvalprogramma, zoals Nederland. Samenwerking met bijvoorbeeld België, dat vergelijkbare geologische omstandigheden heeft, wordt actief onderzocht (COVRA, 2025).

Concluderend vereist de aanpak van kernafval een robuuste, transparante strategie die technische oplossingen, strenge regelgeving, financiering, publieke betrokkenheid en internationale samenwerking integreert. Nederland heeft met COVRA een robuust systeem en een duidelijke langetermijnvisie, maar er blijven significante uitdagingen op het gebied van locatiekeuze, internationale samenwerking, het verwerken van toekomstige afvalvolumes en de capaciteit van stortplaatsen.

5.3 Ruimtelijke voetafdruk

De energietransitie legt een aanzienlijk beslag op de beschikbare ruimte in Nederland, zowel op land als op zee. De ruimtelijke impact van kernenergie en wind op zee verschilt fundamenteel en vereist een strategische afweging.

Kernenergie heeft een relatief klein en geconcentreerd direct ruimtebeslag; voor twee nieuwe grote kerncentrales is circa 50-60 hectare nodig (Antea Group, 2025). De belangrijkste ruimtelijke impact is echter indirect, en wordt veroorzaakt door de veiligheidszones die rondom een centrale gelden. Binnen een contour van enkele kilometers worden beperkingen opgelegd aan onder meer de bouw van nieuwe woonwijken (Witteveen+Bos, eRisk, & HCSS, 2022). Daarnaast zijn er strenge locatie-eisen op het gebied van koelwater, geologische stabiliteit en de nabijheid van een sterk hoogspanningsnet.

Wind op zee heeft een ander profiel. Hoewel de turbines zelf geen land bezetten, vereisen windparken enorme oppervlaktes op zee, wat leidt tot beperkingen voor andere activiteiten zoals scheepvaart en visserij en een significante impact heeft op mariene ecosystemen (Witteveen+Bos, eRisk, & HCSS, 2022; Galparso, et al., 2022). De belangrijkste impact op land komt voort uit de netinfrastructuur die nodig is om de stroom aan land te brengen en aan te sluiten op het hoogspanningsnet (HZ University of Applied Sciences and Lysias Advies, 2025; Witteveen+Bos, eRisk, & HCSS, 2022).

Een cruciale afweging betreft de ruimtelijke efficiëntie op systeemniveau. Om dezelfde hoeveelheid betrouwbare energie te leveren als een planbare energiebron, zoals gas- en kerncentrales, is bij wind en zon een groter totaal oppervlak aan installaties nodig, inclusief opslag- en flexibiliteitsopties, vanwege hun variabele karakter. Studies tonen aan dat kernenergie, door zijn hoge energiedichtheid en constante productie, de totale behoefte aan ruimte-intensieve hernieuwbare bronnen kan verminderen. Per gigawatt kan kernenergie zo op systeemniveau tot wel 180 km² aan land- en zeeoppervlak besparen in Nederland (Witteveen+Bos, eRisk, & HCSS, 2022).

Concluderend is de strategische keuze voor Nederland een afweging tussen verschillende soorten ruimtelijke impact. Kernenergie betekent een geconcentreerde, diepgaande en langdurige impact op een specifieke locatie, inclusief veiligheidszones. Wind op zee betekent een uitgestrekte en diffuse impact op de Noordzee en, in mindere mate, impact op het landschap via de netaansluiting.

5.4 Veiligheid

Om de veiligheid van nucleaire stroom te garanderen is het belangrijk om stil te staan bij alle aspecten waarbij er risico's voorkomen. Hierbij gaat het om het risico op kernrampen, maar ook om het risico op milieueffecten en proliferatie, zowel in de toeleveringsketen als de berging (Antea Group, 2025; NRG Pallas, 2025). Daarom opereert de sector onder een regime van nationaal en internationaal toezicht. In Nederland is de ANVS (Autoriteit Nucleaire Veiligheid en Stralingsbescherming) de onafhankelijke toezichthouder die vergunningen verleent en de naleving van de regels controleert, gebaseerd op de wereldwijde veiligheidsstandaarden van het IAEA (NRG Pallas, 2025).

De veiligheid van de reactor is een veelzijdig en streng gereguleerd domein dat continu in ontwikkeling is. Het fundamentele principe is "gelaagde verdediging" (defense-in-depth): het gebruik van meervoudige, onafhankelijke en redundante veiligheidssystemen om te allen tijde controle te houden over de reactor en radioactieve stoffen (ANVS, 2025). Moderne Generatie III+-reactoren bouwen hierop voort met geavanceerde passieve veiligheidssystemen die functioneren op basis van natuurwetten (zoals zwaartekracht), of met robuuste actieve koelsystemen (ANVS, 2025; Witteveen+Bos, eRisk, & HCSS, 2022). De verwachting is dat toekomstige Small Modular Reactors (SMR's) de veiligheid verder zullen verbeteren, terwijl lessen uit eerdere incidenten voortdurend worden geïntegreerd. Soms betekent dit dat aangescherpte veiligheidseisen ('backfits') na verloop van tijd retroactief kunnen worden opgelegd. Dit verhoogt de veiligheid, maar creëert ook financiële onzekerheid voor exploitanten (Cour des comptes, 2025).

Een ander veiligheidsaspect is de langetermijnopslag van kernafval. De gekozen eindoplossing, diepe geologische eindberging, is gebaseerd op een multi-barrièresysteem dat natuurlijke geologie (stabiele klei- of zoutlagen) combineert met door de mens gemaakte barrières (COVRA, 2025). Onderzoek toont aan dat het stralingsrisico van een dergelijke eindberging verwaarloosbaar is, minder dan 1% van de natuurlijke achtergrondstraling, wat de veiligheid op de zeer lange termijn waarborgt.

De veiligheid van een kerncentrale wordt ook bepaald door de locatie. Er gelden strikte locatie-eisen met betrekking tot geologische stabiliteit, koelwater en de afstand tot bevolking (Antea Group, 2025). Rondom grote centrales worden veiligheidszones van

enkele kilometers gehanteerd die bepaalde ontwikkelingen, zoals woningbouw, beperken. Bij de locatiekeuze worden alle externe risico's zorgvuldig geanalyseerd, van natuurrampen en klimaatverandering tot menselijk handelen en de cumulatieve risico's in industriegebieden zoals het Sloegebied (HZ University of Applied Sciences and Lysias Advies, 2025).

Concluderend is nucleaire veiligheid een geïntegreerd systeem dat steunt op geavanceerde reactorontwerpen, robuust en onafhankelijk toezicht, een technisch veilige oplossing voor afvalbeheer en een zorgvuldige afweging van alle externe risico's. In Nederland waarborgt de ANVS veiligheid op al deze vlakken.

5.5 Projectrisico's bouw kerncentrale

Nucleaire bouwprojecten worden historisch gekenmerkt door structurele vertragingen en aanzienlijke kostenoverschrijdingen. Recente, beruchte voorbeelden zoals de Olkiluoto 3-reactor in Finland (meer dan 10 jaar vertraging), Hinkley Point C in het VK en de Vogtle-centrale in de VS (kosten verdrievoudigd tot bijna \$ 15.000 per kilowatt) bevestigen dit patroon (IEA, 2025) (Portugal-Pereira, Ferreira, Cunha, Szklo, & Schaeffer, 2018). Een cruciaal inzicht is dat de leercurve voor kerntechnologie doorbroken lijkt: in plaats van goedkoper te worden door leerervaring, zijn nieuwe reactoren gemiddeld duurder dan die uit eerdere generaties (Portugal-Pereira, Ferreira, Cunha, Szklo, & Schaeffer, 2018). Deze "kosten van vertraging", inclusief de oplopende rente tijdens de bouw, maken kernenergie qua kostenescalatie tot de meest risicovolle energietechnologie.

De oorzaken hiervoor zijn divers. Moderne Gen III+-reactoren zijn technisch complexer en arbeidsintensiever dan eerdere generaties door strengere, passieve veiligheidseisen. Daarnaast dragen een gebrek aan standaardisatie, optimisme bij investeringsbeslissingen, complexe en veranderende vergunningstrajecten (zeker na Fukushima), en tekorten aan gespecialiseerd personeel en componenten bij aan de onvoorspelbaarheid. De door de Nederlandse overheid beoogde reactoren lijken aan de hand van recente voorbeelden een bouwtijd te hebben van rond de 15 jaar (HZ University of Applied Sciences and Lysias Advies, 2025). Dat terwijl het huidige tijdspad hier zeven jaar voor uittrekt (Antea Group, 2025).

Vanwege deze risico's en de grote kapitaalbehoefte (vaak meer dan 10 miljard dollar) is private financiering alleen vrijwel onmogelijk (IEA, 2025). Actieve overheidsbetrokkenheid is daarom essentieel, bijvoorbeeld via staatsdeelnemingen, leninggaranties of subsidiesystemen zoals 'Contracts for Difference' (CfD's) om investeerders zekerheid te bieden (OECD & NEA, 2019).

Concluderend zijn de projectrisico's van nieuwe kerncentrales substantieel en goed gedocumenteerd. Financiële betrokkenheid van de overheid is onvermijdelijk om deze projecten te realiseren, maar dit brengt een aanzienlijke publieke financiële blootstelling met zich mee.

5.6 Draagvlak

De publieke opinie over kernenergie is de afgelopen jaren sterk geëvolueerd. Na de ramp in Fukushima daalde de acceptatie wereldwijd aanzienlijk, maar door de toenemende urgentie van de klimaatcrisis en de zorgen over leveringszekerheid is er een verschuiving zichtbaar naar een meer pragmatische houding (Witteveen+Bos, eRisk, & HCSS, 2022).

De aard van het debat is echter fundamenteel veranderd. Waar in de jaren '70 en '80 de discussie werd gedomineerd door zorgen over de operationele veiligheid en de dreiging van een kernoorlog, wordt de publieke opinie nu sterker gevormd door percepties van kosten, klimaatverandering en de vergelijking met hernieuwbare energiebronnen zoals wind- en zonneparken (TNO & NRG Pallas, 2025).

In 2023 bleek uit een pol dat 36% van de gevraagde Nederlanders vóór het verhogen van de hoeveelheid kernenergie was, vergeleken met 25% in 2020 (CBS, 2023). Echter was nog bijna de helft van de Nederlanders onzeker of huiverig, en wilde de rest het houden bij de huidige capaciteit. De zorgen van het publiek zijn divers en diepgeworteld. Volgens recent onderzoek van TNO en NRG PALLAS kan de houding van het publiek worden geanalyseerd aan de hand van drie centrale, dynamische factoren: de perceptie van risico's, het waargenomen nettovoordeel en de waargenomen eerlijkheid (TNO & NRG Pallas, 2025).

- **Waargenomen nettovoordeel**

Dit omvat de afweging van baten (energiezekerheid, economische groei, lage CO₂-uitstoot) tegen de kosten. Er is een duidelijke voorkeur voor overheidstoezicht in plaats van private exploitatie, uit angst dat winst boven veiligheid wordt gesteld.

- **Perceptie van risico's**

Veiligheid blijft de voornaamste zorg. Dit betreft zowel de kans op ongevallen (door menselijke fouten, technisch falen of terrorisme) als de langetermijnopslag van radioactief afval. Hoewel studies gecoördineerd door COVRA concluderen dat diepe geologische berging technisch "haalbaar, betaalbaar en veilig" is, blijft dit een maatschappelijk gevoelig onderwerp. Het vereist een verbintenis die generaties overstijgt. De publieke acceptatie voor de eventuele opslag van buitenlands afval is zeer gering, en een importverbod wordt doorgaans als een essentiële voorwaarde voor draagvlak gezien.

- **Waargenomen eerlijkheid**

Dit raakt de kern van het maatschappelijk draagvlak. Op lokaal niveau spelen concrete zorgen over de directe leefomgeving een grote rol. Dit omvat overlast door de bouw en exploitatie, verkeersveiligheid en de huisvesting van duizenden arbeiders. Een cruciaal punt hierbij is de vraag naar distributieve rechtvaardigheid: wie draagt de lasten en waarom moet een centrale op een specifieke plek komen? In Zeeland leeft de angst om behandeld te worden als een "wingewest", wat leidt tot de beladen uitspraak "Zeeland is het nieuwe Groningen" (HZ University of Applied Sciences and Lysias Advies, 2025). Dit sentiment onderstreept de noodzaak om de zorgen van omwonenden serieus te nemen.

Of er voldoende maatschappelijk draagvlak kan worden gerealiseerd en behouden, lijkt afhankelijk van het proces (Witteveen+Bos, eRisk, & HCSS, 2022; TNO & NRG Pallas, 2025). Het is hierbij belangrijk om betekenisvolle participatie, structurele samenwerking en transparante communicatie te onderhouden (Witteveen+Bos, eRisk, & HCSS, 2022). Daarnaast ondertekent het rapport van Pallas en TNO dat mensen feiten interpreteren door verschillende 'frames' of wereldbeelden, die bepalen welke argumenten het zwaarst wegen. De drie meest dominante frames zijn het ecomodernisme, energie-rechtvaardigheid en veiligheid & autonomie (TNO & NRG Pallas, 2025). Deze frames verklaren waarom een debat puur op basis van technische feiten vaak gepolariseerd raakt. Een simpele 'ja' of 'nee' is onvoldoende. De overheid moet hierin optreden als een betrouwbare partner die gemaakte afspraken nakomt en structureel samenwerkt met alle betrokkenen (NRG Pallas, 2025).

Concluderend is de acceptatie van kernenergie onzeker. Het ontstaan van voldoende draagvlak is een balans tussen het ervaren voordeel, de geloofwaardige beheersing van risico's en, bovenal, een inclusief en transparant bestuursproces waarin de zorgen van burgers over afval en lokale impact aantoonbaar serieus worden genomen.

5.7 Impact op elektriciteitsprijzen

In dit deel worden de effecten van kernenergie op de elektriciteitsprijzen in 2050 onderzocht voor de drie scenario's. Daarnaast is een analyse uitgevoerd voor de variant met maximaal twee kerncentrales in 2050 binnen ADAPT en TRANSFORM, zodat een vergelijking mogelijk is tussen situaties met maximaal 0, 2 of 4 kerncentrales.

Daarvoor is het elektriciteitsmarktmodel COMPETES-TNO gebruikt (zie paragraaf 2.2 voor details) om de resultaten van het OPERA-scenario te simuleren en elektriciteitsprijsprofielen te verkrijgen. Het is belangrijk te benadrukken dat er methodologische onzekerheden bestaan: het model gaat uit van ideale omstandigheden en perfecte prognoses, en houdt geen rekening met negatieve elektriciteitsprijzen, waardoor operationele beperkingen en marktonzekerheden in de werkelijkheid slechts beperkt worden weergegeven. Daarnaast wijkt de inzet van kerncentrales in COMPETES af van OPERA, niet alleen door de tijdsresolutie en flexibiliteitsopties, maar vooral doordat de optimalisatie anders werkt: OPERA bepaalt de inzet vanuit de totale systeemefficiëntie, terwijl COMPETES enkel het elektriciteitssysteem bekijkt en daarbij de kortetermijn marginale kosten als uitgangspunt neemt. Dit verschil in modelbenadering verklaart de afwijkende productieprofielen en capaciteitsfactoren van kernenergie tussen de modellen. Voor het bepalen van elektriciteitsprijzen is dit onderscheid echter aanvaardbaar.

De Nederlandse elektriciteits- en waterstofvraag en de resulterende geïnstalleerde capaciteiten van de scenario's liggen vast in COMPETES-TNO, met uitzondering van batterijen en piekgas-centrales (aardgas-STEG en H₂-STEG), die het model verder kan optimaliseren. Dit is noodzakelijk omdat de OPERA-resultaten zijn gebaseerd op regionale optimalisatie met een verlaagde temporele resolutie van 85 'time slices' in plaats van uurlijks, vanwege rekenkundige beperkingen. Hierdoor wordt de behoefte aan flexibiliteitsmiddelen door OPERA op meer gedetailleerde tijdsresoluties onderschat. COMPETES-TNO werkt op uurbasis, waardoor extra investeringen in batterijen en piekgeneratoren in deze analyse zijn toegestaan om deze onderschatting te compenseren en een realistischer beeld van flexibiliteit en kosten te krijgen.

Tabel 5.1 geeft een overzicht van de extra opgestelde vermogens in 2050 door COMPETES-TNO bovenop de capaciteiten van de scenario's die door OPERA zijn geoptimaliseerd. De rest van de geïnstalleerde capaciteiten voor andere Europese landen is eerder geoptimaliseerd op basis van de energievraag van het TYNDP-22 "Distributed Energy" scenario om de import/export profielen aan OPERA te leveren. Deze resulterende capaciteiten zijn daarom in COMPETES-TNO vastgelegd met de OPERA-inputs om vergelijkbare handelsstromen te creëren als die welke in de optimalisatie van OPERA zijn gebruikt.

Tabel 5.1: Extra piek- en opslagcapaciteit in 2050 geïnstalleerd door COMPETES-TNO en het resulterende totaal, rekening houdend met de initiële capaciteit van OPERA.

	TRANSFORM		ADAPT		Minder Competitie & Import	
Toegevoegd (COMPETES-TNO) [MW]	Li-Ion Batterij	Waterstof-centrale	Li-Ion Batterij	Waterstof-centrale	Li-Ion Batterij	Waterstof-centrale
Zonder kernenergie	2651	4586	2960	1270	172	0
Maximaal 2 kerncentrales	5037	1401	4237	985	-	-
Met 4 kerncentrales	5405	0	5007	0	1352	0
Totaal (OPERA + COMPETES-TNO) [MW]	Li-Ion Batterij	Waterstof-centrale	Li-Ion Batterij	Waterstof-centrale	Li-Ion Batterij	Waterstof-centrale
Zonder kernenergie	11300	5454	11388	5811	4754	3869
Maximaal 2 kerncentrales	9628	3465	9844	3430	-	-
Met 4 kerncentrales	9988	2064	10652	2445	3868	2654

De rol van kernenergie in de verschillende scenario's, waaronder het aandeel in de Nederlandse elektriciteitsvoorziening en de vollasturen (FLH's), is samengevat in Tabel 5.2. De belangrijkste bijdrage aan de elektriciteitsproductie komt van wind en zon-PV, die in de drie scenario's tussen 80 en 97% van de elektriciteitsvoorziening uitmaken. Kernenergie speelt een grotere rol in ADAPT, met 16% van het binnenlandse aanbod (ongeveer 55 TWh in het scenario 'Met 4 kerncentrales' en 33,4 TWh in 'Max 2 kerncentrales'), en in TRANSFORM, met circa 11% (47 TWh in 'Met 4 kerncentrales' en 29 TWh in 'Max 2 kerncentrales'). In het scenario "Minder Competitie & Import" levert kernenergie 43 TWh, ongeveer 14% van het Nederlandse aanbod in het scenario 'Met 4 kerncentrales'. In het scenario 'Zonder kerncentrales' beschikt "Minder Competitie & Import" nog over een kleine SMR-capaciteit, goed voor 5 TWh aan elektriciteitsproductie.

Over het geheel genomen liggen de vollasturen van kernenergie relatief laag vergeleken met typische basislastcentrales, in een bereik van 5.500–6.800 uur in de drie scenario's²⁷. Dit geeft aan dat kernenergie zich in deze context eerder gedraagt als een technologie die de belasting volgt dan als klassieke basislast, waarbij de productie afneemt bij een overaanbod van zonne- en windenergie. TRANSFORM, met de grootste integratie van deze variabele bronnen, vertoont dan ook de laagste vollasturen van de drie scenario's. De bijdrage van kernenergie in Noordwest-Europa blijft voor alle scenario's en kernenergievormen vergelijkbaar, circa 7–9% van de totale opwekking, waarbij Frankrijk in 2050 de grootste productiebijdrage levert.

²⁷ Methodologische verschillen tussen OPERA en COMPETES-TNO leiden ertoe dat er verschillen zijn in de uitkomsten tussen beide modellen. Het OPERA-model kiest ervoor kernenergie als basislast in te zetten en COMPETES als lastvolgende technologie.

Tabel 5.2: Aandeel van kernenergie in de binnenlandse energievoorziening van Nederland en de daaruit voortvloeiende vollasturen.

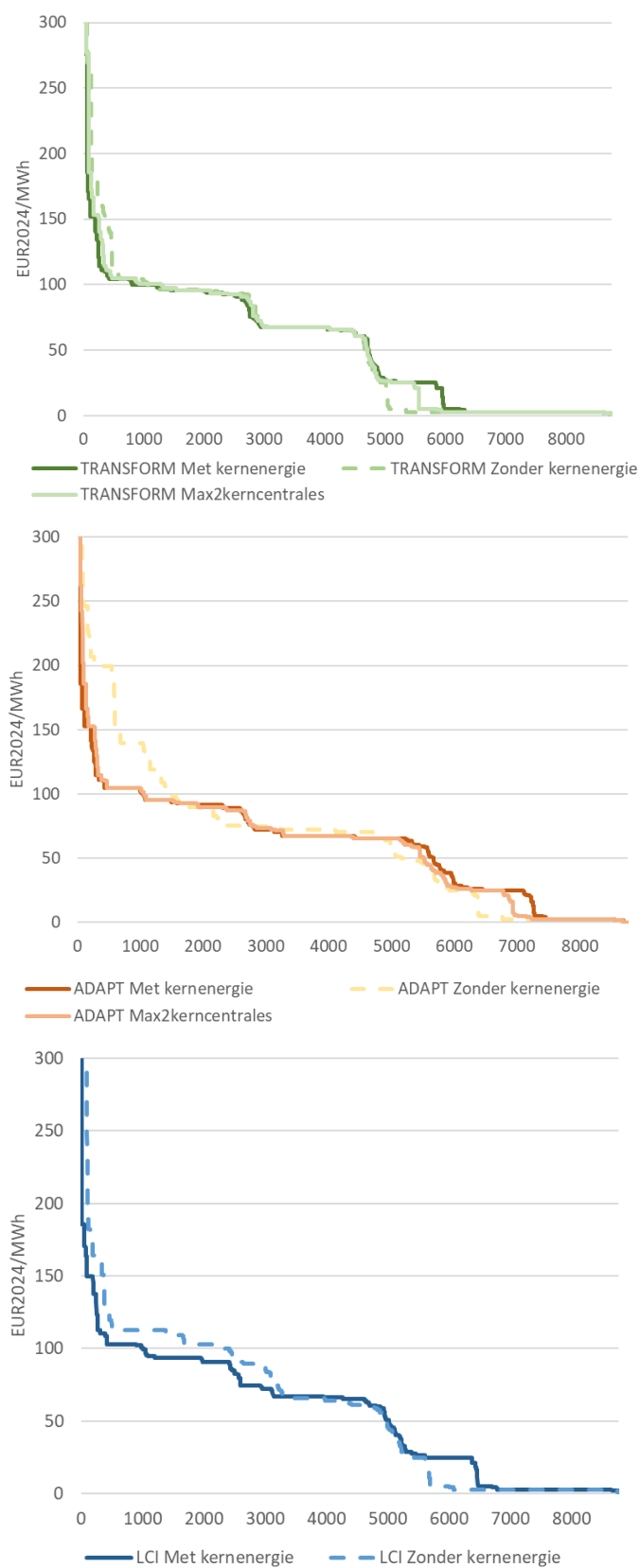
		TRANSFORM	ADAPT	Minder Competitief & Import
Zonder kernenergie	% van de Nederlandse energiemix ingevuld door Gen III+ kerncentrales	0 %	0 %	0 %
	Vollasturen Gen III+ kerncentrales	nvt	nvt	nvt
	% van de Nederlandse energiemix ingevuld door SMR	0 %	0 %	2 %
	Vollasturen SMR	nvt	nvt	5793
Maximaal 2 kerncentrales	% van de Nederlandse energiemix ingevuld door Gen III+ kerncentrales	3 %	10 %	nvt
	Vollasturen Gen III+ kerncentrales	5695 u	6673 u	nvt
	% van de Nederlandse energiemix ingevuld door SMR	3 %	4 %	nvt
	Vollasturen SMR	5532 u	6374 u	nvt
Met 4 kerncentrales	% van de Nederlandse energiemix ingevuld door Gen III+ kerncentrales	7 %	12 %	12 %
	Vollasturen Gen III+ kerncentrales	5853 u	6854 u	6244 u
	% van de Nederlandse energiemix ingevuld door SMR	3 %	4 %	2 %
	Vollasturen SMR	5585 u	6503 u	6201 u

Elektriciteitsprijzen in scenario's

Figuur 5.1 toont de prijsduurcurves van de geanalyseerde scenario's, dat wil zeggen de prijzen in volgorde van hoogste naar laagste over de uren van het jaar. De figuur toont het prijsniveau tot 300 €/MWh omwille van de visualisatie; enkele uren met extreem hoge prijsspieken tot maximaal 13.100 €/MWh vallen hierdoor buiten de weergave. Uit de figuur kunnen voor de drie scenario's enkele gemeenschappelijke trends worden afgeleid:

- Het grootste aantal uren met een elektriciteitsprijs van bijna nul komt voor in het scenario “Zonder kernenergie”. De productie van wind en zon bepaalt de prijs voor een aanzienlijk aantal uren per jaar, met name in TRANSFORM. In het geval kernenergie is opgenomen in het systeem, komen deze bijna-nulprijzen minder vaak voor omdat kernenergie de marginale eenheid is (op het prijsniveau van 25 €/MWh), als gevolg van concurrentie, voornamelijk met windenergie op zee.
- De uren met lage prijzen, die bij “Met 4 kerncentrales” hoger zijn dan bij “Zonder kernenergie”, worden (gedeeltelijk) gecompenseerd door een daling in het hoge prijssegment van de curve. “Zonder kernenergie” vertoont in de loop van het jaar een groter aantal uren met hogere prijzen dan de scenario's met kernenergie, wat kan wijzen op een verdringing van duurdere eenheden uit de ‘merit order’ (d.w.z. piekgeneratoren op basis van aardgas of waterstof, industriële vraagrespons of onvrijwillige curtailment (d.w.z. VoLL²⁸).

²⁸ Value of Lost Load. In COMPETES-TNO is de VoLL vastgesteld op een waarde van 13.126€/2024/MWh.



Figuur 5.2: Elektriciteitsprijsduurcurves in 2050 voor TRANSFORM (boven), ADAPT (midden) en Minder Competitief & Import (LCI) (onder).

Tabel 5.2 geeft een samenvatting van de gewogen gemiddelde marktprijzen voor elektriciteit (WAMP²⁹) voor de geanalyseerde scenario's in EUR2024/MWh. De resultaten laten verschillende trends zien in het effect van kernenergie op de WAMP, met prijzen die stijgen in “Met 4 kerncentrales” vergeleken met “Zonder kernenergie” voor TRANSFORM, maar dalen voor ADAPT en Minder Competitief & Import.

De twee effecten die worden waargenomen in de prijsprofielen – (1) het vervangen van lagere prijzen van zonne- en windenergie, en (2) het verlagen van hogere prijzen van duurdere opties –, wordt gekwantificeerd in de tabel om te identificeren welk effect meer meeweegt bij het verschil tussen de twee scenario's met kernenergie en “Zonder kernenergie”. Het effect wordt berekend door een onderscheid te maken tussen de kernenergie-cases en “Zonder kernenergie”-prijsvolumes van de eerste 4000 uur van het jaar, die het hoge-prijssegment van de scenario's vertegenwoordigen, waarbij de rest van het jaar het lage-prijssegment omvat. De resultaten geven aan welk effect het zwaarst weegt bij het bepalen van de verschillen tussen de elektriciteitsprijzen met en zonder kernenergie.

Tabel 5.3: WAMP en onderliggende prijseffecten als gevolg van kernenergie in vergelijking met het scenario zonder kernenergie voor de hoge en lage elektriciteitsprijzen in 2050.

			Niet gecorrigeerd voor extreme prijzen	Gecorrigeerd voor extreme prijzen
TRANSFORM	Zonder kernenergie	WAMP	€ 41.7	€ 41.7
	Effect op lage prijzen	> 4000u	€ 1.8	€ 1.8
	Effect op hoge prijzen	< 4000u	€ 2.1	€ 1.1
	Max 2 kerncentrales	WAMP	€ 45.5	€ 42.4
	Zonder kernenergie	WAMP	€ 41.7	€ 41.7
	Effect op lage prijzen	> 4000u	€ 3.2	€ 3.2
	Effect op hoge prijzen	< 4000u	€ 0.7	€ 0.3
	Met 4 kerncentrales	WAMP	€ 45.5	€ 44.5
ADAPT	Zonder kernenergie	WAMP	€ 56.4	
	Effect op lage prijzen	> 4000u	€ 2.1	
	Effect op hoge prijzen	< 4000u	€ 3.9	
	Max 2 kerncentrales	WAMP	€ 54.6	
	Zonder kernenergie	WAMP	€ 56.4	
	Effect op lage prijzen	> 4000u	€ 3.6	
	Effect op hoge prijzen	< 4000u	€ 4.6	
	Met 4 kerncentrales	WAMP	€ 55.4	

²⁹ De WAMP (Weighted Average Market Price) is de som van het product van de uurprijzen met het vraagvolume per uur en gedeeld door de totale vraag per jaar.

			Niet gecorrigeerd voor extreme prijzen	Gecorrigeerd voor extreme prijzen
Minder Competitief & Import	Zonder kernenergie	WAMP	€ 50.0	
	Effect on low prices	> 4000u	€ 3.0	
	Effect on high prices	< 4000u	€ 4.0	
	Met 4 kerncentrales	WAMP	€ 49.1	

Voor ADAPT en Minder Competitief & Import is er een duidelijke trend waarbij het beschreven tweevoudige kernenergie-effect zichtbaar is: kernenergie verlaagt de hoge prijzen, maar verhoogt de lagere. Het netto-effect voor deze twee scenario's is een daling van de WAMP ten opzichte van “Zonder kernenergie”.

Voor TRANSFORM is dit effect niet eenduidig, omdat de gerapporteerde effecten laten zien dat de WAMP bij kernenergie in beide prijscategorieën toeneemt. Dit komt door bepaalde uren van het jaar met extreem hoge prijzen. In het geval van “Met 4 kerncentrales” vertekent een enkel uur waarin onvrijwillige curtailment wordt uitgevoerd door het model, met de bijbehorende VoLL, het effect van kernenergie, wat resulteert in de waargenomen stijging van WAMP met 0,7 €/MWh. Als dat uur buiten beschouwing wordt gelaten, is het effect hetzelfde als in de andere scenario's, met -0,2 €/MWh. “Max 2 kerncentrales” presenteert deze zeer extreme prijzen ook voor een beperkt aantal uren van het jaar, wat, als het niet in beschouwing wordt genomen, resulteert in een daling van de WAMP met 1,5 €/MWh.

De aanwezigheid van deze uren met extreem hoge prijzen kan worden verklaard door de optimalisatie van het model om de kosten te minimaliseren. De investering in piektechnologieën zoals STEG-centrales (gas of waterstof) en batterijopslag kan de inperking van de vraag en de gevallen waarin VoLL wordt toegepast verminderen of elimineren. In het scenario “Met 4 kerncentrales” investeert COMPETES-TNO echter niet in verdere opwekkingscapaciteit (zie Tabel 5.1). Vanuit economisch perspectief vindt het model het niet optimaal dat in de gevallen met kernenergie verder wordt geïnvesteerd in waterstofturbines. Dit is te wijten aan het lage aantal uren dat ze nodig zouden zijn, wat de kosten van investering in de extra capaciteit niet rechtvaardigt, waardoor het economischer is om gewoon de vraag te beperken. In werkelijkheid kan het garanderen van volledige betrouwbaarheid van het systeem de overhand hebben om andere redenen dan alleen economische.

Concluderend is het nucleaire netto-effect in de scenario's, zoals te zien is in de WAMP-waarden van de verschillende scenario's, dus niet gelijk. Voor TRANSFORM weegt het effect op de verhoging van de lage prijzen van goedkope marginale eenheden zwaarder dan de voordelen van kernenergie voor de verlaging van de hoge prijzen, terwijl voor ADAPT en Minder Competitief & Import het tegenovergestelde het geval is. Deze scenario's verschillen van TRANSFORM voornamelijk door de aannames die leiden tot een lagere vraag naar elektriciteit en de capaciteit voor wind en zon in het systeem. De resultaten geven aan dat in het geval van een scenario met een groot aandeel wind en zon dat aan het grootste deel van de vraag kan voldoen, in combinatie met voldoende flexibiliteit (bijv. TRANSFORM), de voordelen van kernenergie voor het verlagen van de elektriciteitsprijzen kunnen worden ondermijnd door een mogelijke prijsstijging als gevolg van de vervanging van deze goedkopere opties. In scenario's waar de zonne- en

windenergiecapaciteit niet voldoende blijkt te zijn, en als gevolg daarvan andere duurdere eenheden of flexibiliteitsopties (d.w.z. load shedding) moeten ingrijpen, kan kernenergie dit prijsverlagingspotentieel bieden, in het geval van ADAPT en Minder Competitief & Import, gedurende een groot aantal uren van het jaar. Het is belangrijk op te merken dat het effect van negatieve prijzen niet in deze analyse is meegenomen, aangezien het model geen negatieve prijzen produceert zoals die in werkelijkheid kunnen voorkomen

Prijzen en marktaandeel van kernenergie

Op basis van de berekende elektriciteitsprijzen en exploitatieprofielen van kernenergie, bevat Tabel 5.3 de gemiddelde capture price en het marktaandeel van kernenergie voor de drie geanalyseerde scenario's. Deze waargenomen capture price voor kernenergie per MWh geven inzicht in de winstgevendheid van de technologie.

Voor de drie scenario's wordt een capture prijs van ongeveer 73-87€/MWh waargenomen. De kerncentrales vertonen in ADAPT en TRANSFORM lagere gemiddelde ontvangstprijzen in het geval van "Met 4 kerncentrales" vergeleken met de "Max 2 kerncentrales". In dit laatste geval presenteren de scenario's lagere productievolumes van nucleaire opwek in vergelijking met "Met 4 kerncentrales", wat zou kunnen wijzen op lagere ontvangstprijzen, maar in dit geval weegt het prijseffect zwaarder. Zoals eerder uitgelegd, verlaagt de introductie van nucleaire capaciteit de hoge prijsniveaus. Naarmate er meer nucleaire capaciteit wordt geïntroduceerd ("Met 4 kerncentrales" vs "Max 2 kerncentrales"), is dit effect sterker (zie prijsduurcurven Figuur 5.1). Als gevolg hiervan ervaren exploitanten van kerncentrales lagere ontvangstprijzen in een scenario met meer kernenergie in het systeem.

Tabel 5.4: Ontvangstprijzen en marktaandeel voor kerncentrales in de geanalyseerde scenario's.

		TRANSFORM		ADAPT		LCI
		Met 4 kerncentrales	Max 2 kerncentrales	Met 4 kerncentrales	Max 2 kerncentrales	Met 4 kerncentrales
Capture prijs (€/MWh)	Gen III	78.2	85.6	76.4	80.1	73.2
Marktaandeel	Gen III	14%	8%	18%	10%	20%

De totale productie van kernenergie (inclusief SMR) kan ook in geld worden uitgedrukt door de monetaire omzet van kernenergie op de elektriciteitsmarkt te berekenen. Deze monetaire omzet vertegenwoordigt in feite de gegenereerde inkomsten van kernenergie, en deze verschillen per scenario. In ADAPT "Met 4 kerncentrales" wordt een maximale opbrengst voor producenten van kerncentrales verzameld van ongeveer 4,2 miljard euro, goed voor 24% van de Nederlandse markt (dat wil zeggen het aandeel van de nucleaire inkomsten in de totale opbrengsten uit elektriciteitsproductie op de Nederlandse markt in dat gemodelleerde jaar). Deze inkomsten dalen tot 2,7 miljard euro in het scenario "Max 2 kerncentrales". Voor TRANSFORM vertegenwoordigt kernenergie 19% van het marktaandeel, wat neerkomt op € 3,7 miljard aan inkomsten in het scenario "Met 4 kerncentrales", wat in het scenario "Max 2 kerncentrales" daalt tot € 2,4 miljard. In "Met 4 kerncentrales" heeft Minder Competitief & Import het laagste inkomen voor de exploitanten van kerncentrales, namelijk 3,1 miljard euro, als gevolg van de over het algemeen lagere marktprijzen en de lagere nucleaire productie die in dit scenario wordt verwacht.

5.8 Balanshandhaving en draaiende reserves

Voor de analyse van de behoefte aan regelbaar vermogen wordt aangesloten bij de onderverdeling in primair, secundair en tertiair regelbaar vermogen zoals beschreven in paragraaf 2.5. Daarbij wordt een vergelijking gemaakt tussen de huidige situatie, de scenario's in 2050 zonder kernenergie en scenario's 2050 met kernenergie.

Al met al blijkt dat de impact op balanshandhaving en draaiende reserves beperkt is. Het energiesysteem krijgt wel een extra uitdaging door de toevoeging van wind- en zonnecapaciteit. Het vervangen van een relatief klein deel hiervan door kernenergie heeft geen effect op het benodigde primair regelvermogen, verlaagt marginaal de vraag naar secundair regelvermogen (door iets verminderde verstoringen van wind en zon) en kan leiden tot een beperkte extra behoefte aan thermische centrales voor tertiaire reserve (zoals gascentrales op waterstof of methaan), omdat het OPERA model ervoor kiest hier grotendeels niet in te investeren ten gunste van kernenergiecapaciteit.

Primair regelvermogen (Frequency Containment Reserve)

- *Huidige situatie:* Volgens het huidige ENTSO-E beleid (P1 – Policy 1: Load-Frequency Control and Performance) moet in de Continental Europe Synchronous Area altijd tenminste 3 GW primair regelvermogen in het systeem aanwezig zijn. Dit wordt in Europees verband gerealiseerd. In de regel wordt slechts een klein deel hiervan in Nederland gecontracteerd.
- *Scenario's voor 2050 zonder kernenergie:* De verwachting is dat deze 3 GW in de toekomst zal worden verhoogd als gevolg van de toenemende volatiliteit in het elektriciteitsaanbod en de schaalvergroting van componenten in het net. Immers, het primaire regelvermogen is nodig om altijd voldoende instantaan beschikbare ('draaiende') reservecapaciteit te hebben om gelijktijdige uitval van twee grote componenten (productie-installaties of netcomponenten) in Europa op te kunnen vangen.
- *Scenario's voor 2050 met kernenergie:* In principe is de 3 GW voldoende om uitval van een kerncentrale met een eenheidsgrootte van 1.600 MW op te vangen. Analyse van de modelruns laat zien dat in nagenoeg alle uren (circa 8.700 uur op jaarbasis voor ADAPT 2050 en circa 8.660 uur op jaarbasis voor TRANSFORM 2050) er meer energie in de batterijen is opgeslagen dan het totale productievermogen van de kernreactoren in dat uur. Dat wil zeggen dat bij gezamenlijke uitval van alle reactoren de batterijen gedurende de meeste uren deze uitval instantaan kunnen opvangen. Afgezien hiervan betreft de primaire reserve een Europese reservestelling, zodat uitval van een kerncentrale niet alleen door Nederlandse entiteiten hoeven te worden opgevangen.

Secundair regelvermogen (aFRR - automatic Frequency Restoration Reserve)

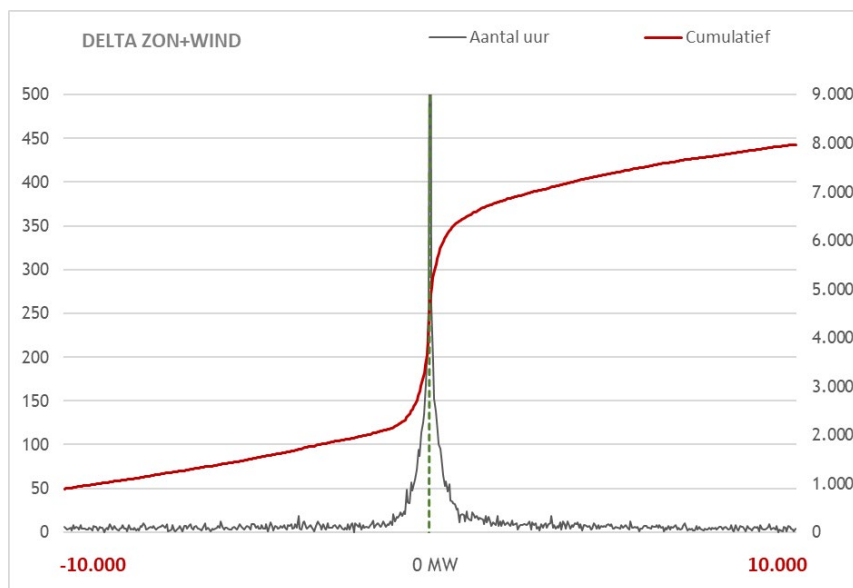
- *Huidige situatie:* Op dit moment houdt TenneT een secundaire reserve aan tussen 300 MW en 400 MW – in de praktijk iets meer afregelbaar (down) vermogen dan opregelbaar (up) vermogen. Hoe dominanter intermitterend elektriciteitsproductie (zon- en windvermogen) in het systeem wordt, hoe hoger de behoefte aan secundair regelvermogen. Naar verwachting zal qua gecontracteerde capaciteit enkele procenten tot circa 10% van het intermitterend vermogen als secundaire reserve beschikbaar moeten zijn. Dit vermogen wordt in de markt gecontracteerd.
- *Scenario's voor 2050 zonder kernenergie:* Uitgaande van een (hoge) 10% norm voor regelbaar vermogen als functie van het geïnstalleerde intermitterend vermogen zou in de scenario's circa 16 GW (ADAPT) of 20 GW (TRANSFORM) aan

secundair regelvermogen beschikbaar moeten zijn. Voor afregelen kan dit gerealiseerd worden door de duurzame producenten zelf. Voor opregelen kan gebruik worden gemaakt van batterijen en lagere afname door elektrolyse. De capaciteit in het systeem hiervan betreft 22 GW (ADAPT) of 37 GW (TRANSFORM), die hiervoor daarmee ruim voldoende zal zijn. Uit analyses blijkt dat batterijen en elektrolyzers gedurende veel uren voldoende respons kunnen geven. Mogelijk zal op specifieke uren wel vraagrespons vanuit afnemers nodig zijn.

- *Scenario's voor 2050 met kernenergie:* De beschikbaarheid (en inzet) van kerncentrales is meer continu dan van intermitterende bronnen. Verwacht wordt dat in dit scenario minder secundair vermogen benodigd is. Wel is de bijdrage van kernenergie relatief beperkt. In de scenario's vervangt 6 GW nucleair vermogen circa 9 GW windvermogen én circa 4 GW zon-PV en/of extra batterijen. De behoefte aan regelvermogen om fluctuaties in onbalansen als gevolg van de intermitterende bronnen op te vangen blijft daarmee hoog (circa 15 GW voor ADAPT of 19 GW voor TRANSFORM).

Hierbij moet wel een kanttekening worden geplaatst. Figuur 5.3 geeft een analyse in de vorm van een belastingduurkromme van de wijziging in de dispatch van zon- en windvermogen op de uurovergangen in de modelruns. Er blijkt sprake van honderden uren waarin op de uurovergang de dispatch van zon-PV meer dan 10.000 MW verspringt. Tevens blijkt dat gedurende duizenden uren de dispatch van windvermogen enkele duizenden MW op de uur-overgang wijzigt. Bij dergelijke grote fluctuaties van zon- en windvermogen is de impact van eventuele uitval van een nucleaire eenheid (van 1.600 MW) relatief beperkt. Extra systeem-aanpassingen zijn daarom – bij een relatief beperkte omvang van het nucleaire park – waarschijnlijk niet nodig om uitval van één of meer kerncentrales te kunnen mitigeren. Immers, er lijken al systeemaanpassingen nodig te zijn om de forse fluctuaties in de productie van zon- en windvermogen te kunnen opvangen.

Wat de curve niet zichtbaar maakt maar wel relevant is, is dat naast wijzigingen in de absolute dispatch ook verschuivingen van de productie van zon- en windvermogen over Nederland heen plaatsvinden (dus eenzelfde productie in een volgend uur maar door andere zonne- en windparken op andere locaties). Deze 'geografische redispatch' komt hier nog bovenop. Die verschuivingen kunnen ook tot grote wijzigingen in de loadflow over Nederland leiden. Afhankelijk van de mate van congestie in het Nederlandse net kan het zijn dat secundair regelvermogen regionaal gecontracteerd moet worden om in elke geografische regio fluctuaties op te vangen. Een analyse hiervan, en de implicaties voor de behoefte aan regelvermogen, valt verder buiten de scope van dit onderzoek.



Figuur 5.3. Belastingduurkromme van de wijziging in de dispatch van zon- en windvermogen op de uurovergangen in het ADAPT 2050 scenario zonder kernenergie. De zwarte lijn geeft het aantal uren (verticaal) waarin sprake is van een delta op de uurovergang tussen de -10.000 MW en 10.000 MW (horizontaal). De rode lijn geeft het cumulatieve aantal uren weer met een overgang kleiner of gelijk aan de waarde op de horizontale as.

Tertiair regelvermogen (mFRR - manual Frequency Restoration Reserve)

- *Huidige situatie:* Op dit moment wordt tertiair regelvermogen vooral gevonden in eenheden die snel kunnen worden opgestart (gasturbines), of noodcontracten bij bijvoorbeeld tuinders.
- *Scenario's voor 2050 zonder kernenergie:* Uit de analyses van de scenarioresultaten blijkt dat er in 2050 niet méér ongebruikte gasgestookte productiecapaciteit staat opgesteld dan in 2025. Wel is er in de scenario's zonder kernenergie een ruime hoeveelheid opgestelde capaciteit die niet wordt gebruikt. Deze capaciteit zou voldoende moeten zijn om, samen met andere soorten vermogen waaronder vraagrespons, te voorzien in het benodigde tertiaire regelvermogen.
- *Scenario's voor 2050 met kernenergie:* Het is opmerkelijk dat in de resultaten van de scenario's met kernenergie er geen of nauwelijks ongebruikte thermische productiecapaciteit is. Mogelijk verminderen de kerncentrales de behoefte aan thermische productiecapaciteit (bijvoorbeeld ten behoeve van *cold start* functionaliteit), wat dan in het model tot minder thermische productiecapaciteit leidt.

Ten slotte is het goed om nog op te merken dat niet de kerncentrales de grootste 'bedreiging' voor de systeem(in)stabiliteit in het toekomstige energiesysteem zijn. Immers, de capaciteit van de grootste eenheden die kunnen uitvallen, zijn hiervoor van belang. De stopcontacten op zee, met name die voor gelijkstroom, hebben (op dit moment) een capaciteit van circa 2 GW per verbinding (wat in de toekomst meer zou kunnen worden, als gebruik wordt gemaakt van hogere spanningsniveaus). Uitval van zulke componenten zal daarom een grotere impact op het systeem hebben dan uitval van een kerncentrale (met een capaciteit van 1,6 GW).

5.9 Kerncentrales ‘achter de meter’

Een denkbaar scenario is dat een grote industriële partij eigenaar is van een kerncentrale, naast andere strategisch relevante installaties zoals industriële productiecapaciteit, elektrolysefaciliteiten of grootschalige batterijen. De inzet van deze middelen kan dan worden geoptimaliseerd binnen het eigen portfolio. Voorbeelden zijn:

- Het inzetten van de kerncentrale voor baseload-elektriciteit of -warmte ten behoeve van een industriële basisvraag.
- Het combineren van een kerncentrale die continu draait met een elektrolyser, waardoor met relatief weinig elektrolysecapaciteit een stabiele en omvangrijke productie van waterstof kan worden gerealiseerd.

In deze studie is gereflecteerd op de vraag wat de potentiële impact van een dergelijke inrichting kan zijn, zowel vanuit systeemperspectief als vanuit businesscaseperspectief. Voor dit scenario zijn geen kwantitatieve analyses uitgevoerd.

Vanuit het systeem gezien leidt het plaatsen van een kerncentrale “achter de meter” niet tot een extra kostenreductie. Het OPERA-model zoekt immers naar de meeste kostenoptimale oplossing voor het gehele energiesysteem, waarin kerncentrales, industriële vraag, elektrolyzers en grootschalige opslag allemaal een rol vervullen met bijbehorende capaciteiten en profielen.

Wanneer het aanbod van de kerncentrale verplicht wordt gekoppeld aan de vraag van een specifieke installatie (bijvoorbeeld een elektrolyser of industriële afnemer), vormt dit een extra beperking ten opzichte van het systeemoptimum. Als deze koppeling afwijkt van het modelmatige optimum, leidt dit per definitie tot hogere systeemkosten. In de praktijk kan dit effect echter beperkt zijn, bijvoorbeeld omdat de vraag- en aanbodprofielen ook in de optimale oplossing al sterk op elkaar aansluiten. Samengevat: voor het energiesysteem als geheel levert het achter de meter plaatsen van een kerncentrale geen additionele kostenvoordelen op.

Vanuit het perspectief van een individuele speler kan dit beeld anders zijn. Een businesscase wordt niet beoordeeld op systeemkosten, maar op kasstromen en financiële prikkels. Daarbij spelen belastingen, subsidies, tarieven voor netaansluitingen en geldende marktregels een belangrijke rol. Voor een partij die zowel een kerncentrale als industriële installaties bezit, kan het financieel aantrekkelijk zijn om deze achter de meter te koppelen en zo bijvoorbeeld netkosten te vermijden of beter gebruik te maken van subsidieregelingen. Hoewel dit op systeemniveau niet per se efficiënt is, kan het op bedrijfsniveau dus wel degelijk een logische en winstgevende strategie zijn.

6 Discussie

In deze discussie zoomen we nader in op de methodologische kanttekeningen bij twee specifieke onderdelen van onze aanpak en de resultaten: de modellering van de elektriciteitsinfrastructuur en het modelleren van de handel in elektriciteit en waterstof met het buitenland. Daarnaast worden nog enkele generieke beperkingen van onze modelopzet met OPERA geadresseerd.

6.1 Beleidsimplicaties van de resultaten

In hoofdstuk 4 en 5 beschrijven wij de resultaten van de modellering. In dit discussiestuk reflecteren wij hierop: wat betekenen de modelleringsresultaten voor de beleidspraktijk. Maken onderscheid tussen ADAPT en TRANSFORM (zie paragraaf 6.1.1) – met beide een relatief grote industriële vraag – en TRANSFORM - Minder Competitief & Import (zie paragraaf 6.1.2) – met een relatief lage industriële vraag. Ook reflecteren wij op de

6.1.1 Investeringsrisico's kernenergie en offshore windenergie

In zowel ADAPT als TRANSFORM fungeren kernenergie (6 GW) en offshore windenergie (30,5–60,5 GW) als robuuste keuzes, wat erop wijst dat beide in deze scenario's van blijvende waarde zijn. De enige uitzondering doet zich voor wanneer de investeringskosten voor kernenergie verdubbelen tot € 14.200/kW. In dat geval wordt in 2040 geen kerncentrale gebouwd en bereikt TRANSFORM daarna niet de maximale kernenergiecapaciteit, maar slechts 2,7 GW. Een dergelijke forse kostenstijging is realistisch binnen het brede in de methodologie beschreven bereik van investeringskosten voor kernenergie (€ 2.324–15.175/kW) (Clun & Issimdar, 2025), en sluit bovendien aan bij de Europese ervaring met meerjarige vertragingen en kostenoverschrijdingen. Dit hangt samen met structurele knelpunten in de toeleveringsketen voor grote componenten, strenge veiligheids- en vergunningsvereisten, macro-economische omstandigheden zoals hogere rentetarieven en stijgende staal- en betonprijzen, en een tekort aan gespecialiseerde engineeringcapaciteit.

Of een verdubbeling van de investeringskosten voorzien of onvoorzien plaatsvindt, verandert de dynamiek van het systeem en daarmee ook de resultaten. Wanneer de verdubbeling onverwacht optreedt, wordt er niet op geanticipeerd: belanghebbenden houden vast aan het oorspronkelijke plan (vier centrales in 2050) en het overige systeem blijft ongewijzigd. Hierdoor nemen de totale systeemkosten toe met circa € 1,2 miljard door de hogere investeringen in kernenergie.

Als de verdubbeling daarentegen vooraf bekend is, worden belanghebbenden voorzichtiger in hun keuze voor kernenergie, zeker rond 2040, wanneer het systeem nog minder streng door emissiegrenzen wordt beperkt en kernenergie niet langer de goedkoopste optie vormt. In plaats daarvan worden goedkopere alternatieven gekozen, zoals gasturbines en extra zonnepanelen. Dit scenario levert in 2040 € 0,2 tot 0,46 miljard lagere kosten op dan in het onverwachte scenario. Tegen 2050 blijft kernenergie echter nodig (vier centrales in ADAPT en twee in TRANSFORM), maar omdat de investeringen in gascentrales en zonnepanelen uit 2040 al vastliggen, leidt de

toevoeging van kernenergie alsnog tot extra investeringen en padafhankelijkheid. Dit resulteert in hogere kosten: circa € 0,87 miljard in ADAPT en € 0,354 miljard in TRANSFORM ten opzichte van het scenario waarin de verdubbeling niet was voorzien.

Een ander handelingspotentieel als voorzien wordt dat de kernenergiekosten hoger liggen, is het inzetten op meer potentieel voor offshore windenergie. Door de limiet tegen 2050 met +9,5 GW te verhogen, zijn er in het geval van verdubbelde CAPEX geen nieuwe kernenergie centrales nodig en kan tot 2 miljard euro worden bespaard ten opzichte van zowel wanneer dit ingevuld wordt met kernenergie.

Deze analyse laat zien hoe een te korte tijdshorizon tot verkeerde conclusies kan leiden: het uitstellen van kernenergie-investeringen lijkt op korte termijn voordelig, maar veroorzaakt in 2050 juist hogere kosten. Dit is een direct gevolg van de myopische benadering in deze studie en onderstreept de behoefte aan onderzoek met langere zichthorizonten. Investeringen in kerncentrales die in 2050 operationeel zijn, zullen immers ook in 2100 nog een rol moeten spelen in het energiesysteem.

Offshore windenergie gaat gepaard met aanzienlijke techno-economische onzekerheden. De investeringskosten variëren van € 1.500 tot € 4.000 per kW en zijn sterk afhankelijk van de locatie (RVO, Dutch Offshore Wind Innovation Guide, 2025). Factoren als de geotechnische eigenschappen van de zeebodem, waterdiepte, afstand tot de kust en de lokale meteorologische en oceanografische omstandigheden bepalen de benodigde funderingen, het heien en de geluidsbeperking, het begraven van kabels en de bescherming tegen erosie. Daarnaast beïnvloeden beperkingen in de toeleveringsketen (zoals XXL-monopalen, torens, bladen, nacelles en onderzeese kabels), de beschikbaarheid van installatieschepen en havens, vergunnings- en milieuprocedures en de timing van netaansluitingen (offshore-onderstations, HVDC/HVAC-exportverbindingen en versterkingen op land) de kosten en de planning aanzienlijk. Ook op operationeel vlak bestaan risico's: weersomstandigheden en zog-effecten kunnen de productie beperken en de capaciteitsfactor verlagen, terwijl technologische uitdagingen bij snelle opschaling, de betrouwbaarheid van aandrijflijnen, kabelstoringspercentages, beperkte toegang bij slecht weer en toekomstige ontmantelingsverplichtingen extra onzekerheid toevoegen. Ten slotte spelen ook veilingsvoorwaarden een rol, zoals prijsplafonds, indexering en contractvormen (bijvoorbeeld CfD) (Taminiau & van der Zwaan, 2022).

De capaciteitsfactor van offshore windenergie blijkt een belangrijke bron van systeemgevoeligheid. In deze studie is in de basisscenario's een relatief hoge capaciteitsfactor van 57% aangenomen, rekening houdend met efficiëntieverbeteringen van windturbines. Eerder onderzoek laat echter zien dat zog-effecten een significante rol spelen: naarmate er meer windvermogen op de Noordzee wordt toegevoegd, neemt de capaciteitsfactor af. Zo berekenden Taminiau en van der Zwaan (2025) dat een toename van 15 naar 59 GW leidt tot een daling van circa 7 procentpunt. Op basis hiervan is een gevoeligheidsanalyse uitgevoerd met een lager productiepatroon, met een capaciteitsfactor van 47% (TNO en BLIX, 2021).

In een gecombineerd what-if-scenario met een offshore wind-CAPEX van € 3.500/kW, bijna vijf keer hogere kabelkosten en een capaciteitsfactor van 47% – deels toe te schrijven aan zog-effecten, deels aan een ongunstig windjaar of beperkte technologische vooruitgang – stijgen de totale systeemkosten met € 3–10 miljard. Hiervan komt € 0,5–2,5 miljard direct door hogere investeringskosten, terwijl het resterende deel voortkomt uit lagere elektriciteitsproductie door de verminderde

capaciteitsfactor. Ondanks deze realistische maar forse verslechtingen in de aannames voor wind op zee, veranderde de opgestelde hoeveelheid windvermogen niet; deze keuze blijkt robuust onder de beschreven omstandigheden. Dit illustreert dat de gevoeligheid voor offshore windproductie nauw samenhangt met zog-effecten en andere operationele onzekerheden, en benadrukt het belang van back-upopties, realistische leveringsschema's en planning gebaseerd op weerverdelingen in plaats van één enkel jaar.

6.1.2 Rol van de omvang van de industrie

De belangrijke rol van kernenergie en offshore windenergie in ADAPT en TRANSFORM hangt sterk samen met de hoge energievraag. In ADAPT blijft de Nederlandse industrie groot, terwijl ze toch streeft naar het behalen van klimaatdoelen. Belangrijke sectoren zoals staal en keramiek behouden hun huidige activiteitsniveau, terwijl olefinen, aromaten, ammoniak en andere sectoren groeien in lijn met het bbp en de bevolkingsgroei, vergelijkbaar met mobiliteit, landbouw en de gebouwde omgeving. Nu fossiele brandstoffen tegen 2050 worden uitgefaseerd en Nederland, in vergelijking met de meeste buurlanden (behalve België, dat met vergelijkbare beperkingen kampt), een beperkt potentieel aan hernieuwbare energie heeft, worden de beschikbare opties steeds schaarser. In TRANSFORM neemt de industriële activiteit (staal, ammoniak, olefinen, aromaten) af door maatschappelijke verschuivingen en strengere duurzaamheidsmaatregelen. Omdat fossiele brandstoffen daar nog beperkter beschikbaar zijn dan in ADAPT, staat elektrificatie sterk onder druk en vormt dit de belangrijkste factor voor kostenbesparing. In beide scenario's blijven kernenergie en offshore windenergie robuuste investeringen, gezien de beperkte alternatieven.

Een alternatief voor beleidsmakers is het terugbrengen van de binnenlandse industriële activiteit en het vergroten van de invoer van halffabricaten. In het scenario TRANSFORM – Minder Competitief & Import betekent een verkleinde industrie – bijvoorbeeld staal, meststoffen en raffinaderijen met 50% minder capaciteit en olefinen en aromaten met 22% minder – gecombineerd met een hogere invoer van bio- en synthetische brandstoffen, dat de druk op het binnenlandse aanbod afneemt en de systeemkosten in 2050 met maximaal 17 miljard euro (13%) kunnen dalen ten opzichte van TRANSFORM. Tegelijkertijd leidt dit ertoe dat de afhankelijkheid van import toeneemt en duurzaamheidsrisico's toenemen, zoals met betrekking tot indirecte landgebruikseffecten (ILUC), verlies aan biodiversiteit en omgang met ammoniak. Ook kan dit leiden tot banenverlies, het ontmantelen van industriële clusters en herbestemming van havens. De impact op het bbp is waarschijnlijk licht negatief, door een lagere toegevoegde waarde van de zware industrie en een zwakkere handelsbalans, deels gecompenseerd door groei in logistiek, herbestemming van infrastructuur, hernieuwbare energie en diensten. De uitkomsten hangen sterk af van een tijdige transitie van het personeelsbestand, efficiënt hergebruik van bestaande activa en een gediversifieerde, gecertificeerde brandstofvoorziening.

Als Nederland kiest voor of geconfronteerd wordt met een inkrimping van de industrie, verliezen kernenergie en offshore windenergie hun robuustheid. Bij de basisinvesteringkosten voor kernenergie (€ 7.100/kW) wordt kernenergie onaantrekkelijk en bereikt offshore windenergie slechts 68% van zijn potentieel. Onder de herijkte omstandigheden voor offshore windenergie – zoals eerder beschreven: hogere kosten, zog-effecten en een duurder net op zee – wordt kernenergie echter weer wenselijk en worden alle vier de centrales gebouwd in plaats van geen enkele. In het scenario waarin zowel de investeringskosten voor kernenergie verdubbelen (€ 14.200/kW) als de herijkte omstandigheden voor offshore wind gelden, zijn beide opties minder aantrekkelijk: de

gerealiseerde capaciteiten dalen tot 34% van het potentieel voor kernenergie en 20% voor offshore windenergie.

6.1.3 Overige beschouwingen naar de praktijk

Naast de kwantitatieve resultaten van deze studie zijn er enkele bredere overwegingen die van belang zijn voor de interpretatie en toepassing in de praktijk.

Industriële vraag en flexibiliteit

In deze studie is gewerkt met drie scenario's (ADAPT, TRANSFORM en TRANSFORM – Minder Competitief & Import) om de rol van kernenergie en wind op zee in het energiesysteem te verkennen. Deze scenario's dekken echter maar een beperkt deel van de mogelijke toekomstige ontwikkelingen. De omvang en het profiel van de industriële energievraag kunnen ingrijpend veranderen door mitigatiedoelstellingen, technologische innovaties en veranderingen in de inzet van feedstocks. Daarbij kan ook aanzienlijke flexibiliteit in de vraag naar elektriciteit en andere energiedragers ontstaan, en de manier waarop de industrie hierop reageert kan een grote invloed hebben op de systeemkosten. Een bredere verkenning van mogelijke industriële ontwikkelingen zou daarom waardevol kunnen zijn, gezien de gevoeligheid van de resultaten hiervoor.

Balans tussen vraag en aanbod: rol van biobased

Een belangrijk inzicht uit de analyse is dat de omvang en samenstelling van de industriële vraag bepalend is voor de impact op systeemkosten, en robuustheid voor de keuze voor kernenergie. Andere factoren kunnen de vraag of aanbod van energie eveneens substantieel beïnvloeden, en zodoende een soortgelijke gevoeligheid aan het licht brengen. Zo kan de beschikbaarheid en import van biobased grondstoffen en brandstoffen een extra bron van energie ontsluiten, en zo de druk op het systeem verkleinen. Dit kan de optimale mix van kernenergie, wind op zee en andere technologieën ingrijpend veranderen.

Trajectverloop en implementatie-onzekerheden

In de gevoeligheidsanalyses is rekening gehouden met variaties in kosten en beschikbaarheid van technologieën. Het gebruikte optimalisatiemodel kan zich daarbij aanpassen aan veranderingen in de doorlooptijd of kostenontwikkeling. In de praktijk zullen vertragingen en kostenstijgingen echter vaak onverwachte tegenvallers zijn. De gevolgen daarvan kunnen verder reiken dan het model nu laat zien: naast hogere systeemkosten kan dit ook betekenen dat klimaatdoelen niet gehaald worden, of dat er tijdelijk een grotere afhankelijkheid ontstaat van dure of minder duurzame oplossingen zoals aardgas.

Brede afwegingen buiten kostenoptimalisatie

Het gehanteerde model richt zich uitsluitend op de minimalisatie van systeemkosten. In de praktijk kan er echter met goede reden gekozen worden voor een oplossing die niet per se kostenoptimaal is. Factoren zoals de inrichting van het marktmodel (bijvoorbeeld de positie van kerncentrales in de elektriciteits- en flexibiliteitsmarkt), maatschappelijke eisen aan veiligheid en intergenerationele overwegingen spelen hierin een belangrijke rol. In hoofdstuk 5 beschrijven wij deze aspecten, maar het echt onderzoeken en waarderen valt buiten de scope van deze studie. In bredere besluitvorming zouden deze afwegingen nadrukkelijk aandacht moeten krijgen.

6.2 Elektriciteitsinfrastructuur

6.2.1 Geconstateerde discrepantie

De door netbeheerders gepubliceerde investeringsopgaven trekken steeds meer aandacht in het publieke en politieke debat over de energietransitie. Binnen de reeks studies over de Financiële Impact van de ENergietransitie (FIEN) zijn de geraamde kosten herhaaldelijk naar boven bijgesteld:

- **FIEN 2021 (Strategy&PwC):** structurele verdubbeling van netinvesteringen van circa € 1,5 mld/jaar (2010–2020) naar circa € 3 mld/jaar (2020–2050).
- **FIEN 2023 (PwC):** gemiddelde investeringen in het elektriciteitsnet van circa € 7 mld/jaar voor 2023–2030.
- **FIEN 2024 (PwC):** verdere ophoging naar €10–13 mld/jaar vanaf 2027 tot 2040; cumulatief €195 mld in 2024–2040.

FIEN maakt geen onderscheid waar in het elektriciteitsnetwerk investeringen plaatsvinden. Het o.a. op FIEN gebaseerde Interdepartementale Beleidsonderzoek ‘Schakelen naar de toekomst’ onderscheidt enkel investeringen op zee (~€ 88 mld) en op land (~€ 107 mld). Een fijnmazige uitsplitsing (bijv. topologisch of per netvlak) ontbreekt.

Daartegenover staat onze modellering: in het meest ver geëlektrificeerde TRANSFORM-scenario waardeert het model de totale asset base van de elektriciteitsnetinfrastructuur (netten en transformatoren op zowel laag-, midden en hoogspanningsniveau) op circa € 74 mld in 2050. Dat is, louter als orde van grootte, bijna een factor drie lager dan de volgens FIEN geraamde investeringen in 2024–2040, terwijl de veronderstelde levensduur van assets minimaal 40 jaar is. Deze spanning vraagt om een zorgvuldige methodologische reflectie.

6.2.2 Methodologische beschouwing

Een eenduidige vergelijking tussen FIEN en onze modeluitkomsten is niet mogelijk. FIEN publiceert resultaten op een hoog aggregatieniveau en biedt geen inzicht in gebruikte inputdata of rekenstappen. Daardoor ontbreekt een transparant ijkpunt voor validatie.

Wel hebben we uit het perspectief van de modellering van OPERA de volgende modelmatige aspecten geïdentificeerd die tot onderschatting van infrastructuurinvesteringen kunnen leiden:

- **Kostenminimaliserend optimalisatiekarakter (OPERA):** Het model zoekt het systeem met de laagste totale systeemkosten. Wanneer netwerkcomponenten relatief duur uitvallen, kan het model de vraag- en aanbodlocatie aanpassen, alternatieve technologiepaden kiezen of extra flexibiliteit (o.a. batterijen) inzetten om netwerkuitbreiding te vermijden. Netbeheerders opereren echter binnen fysieke, vergunnings- en leveringszekerheidskaders en hebben een aansluit en transportplicht en kunnen dergelijke ontwikkelstrategieën slechts zeer beperkt toepassen. Hoewel vele flexibiliteitsopties in het model zijn opgenomen, is het door methodologische beperkingen de vraag of de uitkomsten een volledig beeld geven van de manier waarop deze opties in werkelijkheid de netwerkkosten kunnen beïnvloeden. Het risico bestaat dat bepaalde oplossingsrichtingen in de modellering minder goed tot hun recht komen, of dat kostenmitigerende mogelijkheden worden onderschat. De implicaties hiervan voor de interpretatie van de systeemkosten zijn aanzienlijk en onderstrepen het belang van verdere

- verfijning van de modellering van netwerkkosten en flexibiliteit.
- **Beperkte nettopologie:** In deze studie is gewerkt met een geregionaliseerde representatie (7 onshore- en 7 offshore-regio's plus buitenlandse koppelingen). Dit niveau van aggregatie maskeert lokale knelpunten en kan leiden tot onderschatting van noodzakelijke versterkingen in specifieke netvlakken.
- **Tijdsresolutie en piekbelasting:** Het model hanteert 85 tijdschijven waarin uren zijn geclusterd. Pieken die bepalend zijn voor dimensionering (capaciteit op momentane maxima) kunnen daardoor worden afgevlakt, met mogelijk te lage capaciteitsramingen als gevolg.
- **Betrouwbaarheidsnormen (n-1):** Netwerken worden doorgaans redundant ontworpen volgens het n-1-criterium. Deze redundantie is in de huidige modelconfiguratie onvoldoende expliciet gerepresenteerd.
- **Loop flows en netvlak effecten:** Vraag en aanbod binnen hetzelfde netvlak worden nu deels tegen elkaar weggestreept. In de praktijk is echter vaak (gedeeltelijke) infrastructuur op midden- en hoogspanningsniveaus nodig om lokale stromen te faciliteren. De huidige benadering kan de behoefte aan infrastructuur onderschatten.
- **Fysieke stromen (load flow):** Elektriciteit volgt een door de natuurwetten bepaald pad; belasting spreidt zich over het gehele netwerk. Zonder een (vereenvoudigde) power-flow-benadering kan het model stroom van A naar B sturen zonder de belasting op omliggende netvlakken te adresseren.
- **Blindvermogen en spanningsregulatie:** Het model houdt alleen rekening met actieve energiestromen en negeert blindvermogen. In de praktijk is blindvermogen essentieel voor spanningsstabiliteit en beïnvloedt het de benodigde netcapaciteit en topologie. Door dit niet expliciet te modelleren, kan de benodigde infrastructuur verder worden onderschat.

Gezamenlijk impliceren deze punten dat het model de prikkels om infrastructuur uit te stellen of te vermijden relatief gemakkelijk vindt, terwijl in de werkelijkheid implementatie aanzienlijk minder makkelijk is.

6.2.3 Aanpak binnen deze studie

Binnen de scope van dit project was een fundamenteel rijkere netmodellering niet haalbaar. Om de resultaten beter teijken aan FIEN, hebben wij de kostenkennallen voor elektriciteitsinfrastructuur opgehoogd op basis van het geobserveerde verschil in assetwaarden. Deze parameterisatie leidt – conform verwachting – tot hogere gemodelleerde netkosten.

Desondanks blijven de uitkomsten significant onder de FIEN-ramingen. De eerder geschetste modeldynamiek (kostenminimalisatie, beperkte topologie, tijdsaggregatie, ontbreken n-1, beperkte representatie van loop flows en fysieke stromen) biedt hiervoor een plausibele verklaring.

Daarmee achten wij de absolute uitspraken over het investeringsniveau van de elektriciteitsinfrastructuur op basis van de huidige opzet niet robuust. Het model kan, omdat het voor de verschillende scenario's consistent is toegepast, relatieve verschillen tussen scenario's laten zien en hier implicaties voor de elektriciteitsinfrastructuur enigszins in meenemen. Specifieke resultaten over de kosten van de elektriciteitsinfrastructuur moeten echter met passende voorzichtigheid worden beschouwd.

Deze gevoeligheid van de elektriciteitsnetten kan ook invloed hebben op de andere resultaten. Om dit te kwantificeren hebben we het verschil in netkosten op zee toegerekend aan 9,5 GW windenergie op zee – de capaciteit die nodig zou zijn om 6 GW kernenergie te vervangen. Dit verschil komt neer op ongeveer € 200 miljoen per jaar voor de resultaten met optimalisatie, waarbij waterstofproductie op zee deze netkosten kan vermijden. Wanneer deze mogelijkheid niet aanwezig is, lopen de extra kosten op tot circa € 400 miljoen per jaar. Aangezien de herziene kosten voor windenergie – die 3–10 miljard extra systeemkosten met zich meebrachten – niet leidden tot een verandering in de opgestelde hoeveelheid wind op zee, wordt niet verwacht dat een vergelijkbare variatie in ADAPT en TRANSFORM de mix zal veranderen. Voor het scenario TRANSFORM – Minder Competitief & Import kan een verandering echter niet worden uitgesloten.

6.2.4 Vervolgstappen

Om de aansluiting tussen modeluitkomsten en de praktijk te versterken, zetten we in op twee complementaire sporen:

1. **Doorontwikkeling van OPERA (door TNO en PBL):** In de ontwikkelagenda wordt een realistischer infrastructuurmodule opgenomen, inclusief een (vereenvoudigde) power-flow model en een conservatievere behandeling van loop flows binnen netvlakken. Hiervoor is het nodig om een verkenning te doen van lokale topologieverfijningen waar knelpunten te verwachten zijn, en van de strakkere beperkingen die nodig zijn om die ongewenste ontwikkelstrategieën te temperen.
2. **Ontwikkeling van een dedicated netmodel:** Een apart, fijnmaziger model gericht op het kwantificeren van netinvesteringen, gevoed door geaggregeerde systeemsetschetsen uit OPERA/TRANSFORM en vertaald naar een granulair geografisch niveau (bijv. 110 kV-knooppunten). Hierin kan een topologie worden geïntegreerd, dimensioneringsregels worden toegepast en betrouwbaarheidsnormen om investeringspaden expliciet te berekenen.

We sluiten nadrukkelijk aan bij het bestaande kennislandschap, en pakken bovenstaande in nauwe samenwerking met het PBL op. Waar mogelijk benutten we data en expertise van netbeheerders voor ijking en validatie, bijvoorbeeld door te spiegelen aan scenario's uit de Integrale Infrastructuur 2030–2050 en de FIEN-exercities. Dit draagt bij aan transparantie, uitlegbaarheid en beleidsrelevantie, zonder onze onafhankelijke analytische positie te verliezen.

6.3 Handel in elektriciteit en waterstof

Elektriciteit en waterstof zijn twee belangrijke energiedragers die tussen Nederland en buurlanden (in de toekomst) worden verhandeld. Beide spelen een grote rol bij het bepalen van het aanbod en het vervullen van de vraag in het energie systeem, en hun prijzen op uurbasis en handelsvolumes kunnen daarom de modelresultaten aanzienlijk beïnvloeden.

Deze studie maakt gebruik van het energiesysteemmodel COMPETES-TNO voor capaciteitsuitbreiding en unit commitment en economische dispatch (UCED) op EU-niveau. Hierdoor kunnen we de ontwikkelingen in buurlanden en hun invloed op Nederland modelleren. Eerst wordt de uitbreiding van de leveringscapaciteit van alle andere EU-landen geoptimaliseerd in COMPETES-TNO. Daarna wordt een uurlijkse optimalisatie van unit commitment en dispatch uitgevoerd, wat uurprijzen en -volumes voor elektriciteit en waterstof oplevert.

Deze uurcurves voor de handel worden vervolgens in het OPERA model gebruikt als import- en exportopties met specifieke prijzen per uur. OPERA mag de verhandelde volumes met $\pm 10\%$ aanpassen. Hoewel deze koppelingsmethode dieper inzicht geeft in het Nederlandse handelsgedrag met buurlanden en de studie verbetert, zijn er verschillende beperkingen aan deze aanpak. Deze beperkingen hebben betrekking op de manier waarop andere landen worden gemodelleerd, de manier waarop COMPETES-TNO en OPERA worden gekoppeld en de mogelijke gevolgen voor de resultaten van OPERA.

6.3.1 Aannames voor andere landen

In COMPETES-TNO zijn de energieactiva van de EU27-landen voor 2030 vastgelegd op basis van de prognoses van ENTSO-E TYNDP 2022, inclusief de vraag naar elektriciteit, waterstof en warmte op nationaal niveau. Vanaf 2030 wordt de energietransitie naar 2050 echter endogeen geoptimaliseerd in COMPETES-TNO.

De toekomst van de elektriciteits- en waterstofsysteem in de EU is zeer onzeker en kan sterk variëren, afhankelijk van aannames op het gebied van beleid, technologie en vraag. Het COMPETES-TNO model biedt één techno-economisch traject dat is geoptimaliseerd voor de totale systeemkosten van alle landen in scope, maar houdt geen rekening met politieke voorkeuren, nationale strategieën of alle beperkingen in de praktijk. Daarom moet het elektriciteits- en waterstofsysteem van de EU dat in deze studie wordt weergegeven, worden gezien als een vereenvoudigd toekomstscenario en niet als een prognose. Deze beperking betekent ook dat sterke conclusies over de exacte rol van de Nederlandse elektriciteits- en waterstofhandel in 2050 moeten worden vermeden.

6.3.2 Modelkoppelingsmethodologie en beperkingen

Energiesysteemmodellen en elektriciteitssysteemmodellen zijn complex en ontworpen voor verschillende doeleinden. OPERA en COMPETES-TNO hebben verschillende doelstellingen, tijdsresoluties, ruimtelijke details en beperkingen. Het is een uitdaging om ze volledig op elkaar af te stemmen, en de gekozen koppelingsmethode brengt verschillende beperkingen met zich mee:

- *Tijdelijke mismatch:* COMPETES-TNO produceert uurtarieven en handelsvolumes, terwijl OPERA een lagere tijdsresolutie heeft. Door gegevens op uurbasis te aggregeren kunnen prijsspieken en extreme gebeurtenissen worden afgevlakt, waardoor de waarde van flexibiliteit, opslag en waterstofproductie in de conclusies van OPERA mogelijk wordt onderschat.
- *Ruimtelijke mismatch:* COMPETES-TNO vertegenwoordigt Nederland als één enkele marktknooppunt, terwijl OPERA de Nederlandse energie-infrastructuur gedetailleerder in kaart brengt. De handelsvolumes en prijzen worden verdeeld over de Nederlandse regio's aan de hand van vooraf gedefinieerde toewijzingsratio's. Deze ratio's geven mogelijk geen goed beeld van de werkelijke congestie en lokale prijsverschillen, wat de systeemkosten en investeringsresultaten kan vertekenen.
- *Verskillende modelleringsdoelstellingen:* COMPETES-TNO richt zich op marktclearing en prijsvorming op korte termijn, terwijl OPERA langetermijninvesteringen en systeemplanning optimaliseert. Technologische keuzes, zoals kernenergie en flexibiliteitsopties, verschillen vaak tussen de twee modellen. Het rechtstreeks gebruiken van COMPETES-TNO output in OPERA kan leiden tot verkeerde prikkels en misleidende conclusies over technologie-inzet en kosteneffectiviteit.

- *Waterstofweergave:* COMPETES-TNO maakt gebruik van een vereenvoudigde weergave van de waterstofmarkt, terwijl OPERA de productie, opslag, infrastructuur en handel in waterstof gedetailleerder modelleert. Het rechtstreeks gebruiken van COMPETES-TNO waterstofprijzen en -volumes kan leiden tot inconsistenties in de waterstofeconomie en infrastructuurplanning.
- *Gebrek aan volledige iteratie:* COMPETES-TNO outputs worden in OPERA behandeld als vaste inputs, wat betekent dat Nederlandse veranderingen in OPERA (bijv. investeringen, import of vraag) niet terugkoppelen naar de prijsvorming in COMPETES-TNO. Hoewel de studie gebruikmaakte van een tweerondige modelleringsopzet, worden in de tweede ronde andere OPERA-aannames gebruikt dan in de eerste (bijv. modellering per uur versus regionale modellering). Dit kan niet worden beschouwd als volledig iteratieve modellering.
- *Verschillen in capaciteitsuitbreiding:* COMPETES-TNO optimaliseert de totale kosten voor de levering van elektriciteit en waterstof in de EU, terwijl OPERA zich richt op het minimaliseren van de Nederlandse systeemkosten. Deze discrepantie kan leiden tot inconsistenties tussen de Nederlandse capaciteitsmix en de rest van de EU in de eindresultaten.
- *Scenario-afwijkingen:* Hoewel de meeste aannames (brandstofprijzen, CO₂-kosten, interconnectiecapaciteiten) zijn geharmoniseerd, blijven enkele verschillen bestaan, zoals emissiebeperkingen en het laadgedrag van elektrische voertuigen, wat tot enkele resterende inconsistenties leidt.

6.3.3 Impact op OPERA

Hoewel de koppeling tussen COMPETES-TNO en OPERA bedoeld is als een extra analytische laag, heeft deze een aanzienlijke invloed op de resultaten van OPERA. Het gebruik van één vaste set handelsprofielen kan de resultaten van OPERA op complexe, geïntegreerde manieren beïnvloeden die moeilijk volledig te traceren zijn.

Om de gevoeligheid van de resultaten te testen, is een alternatief handelsscenario op basis van TYNDP 2024 gebruikt. Dit bevestigt dat verschillende handelsaannames een sterke invloed hebben op de resultaten van OPERA, met name voor de invoer en uitvoer van elektriciteit en waterstof.

De absolute handelsvolumes van elektriciteit en waterstof zijn zeer groot in vergelijking met de binnenlandse productie. Hoewel de resultaten worden gepresenteerd als netto-invoer of netto-uitvoer, waardoor hoge bruto-stromen vaak worden gecompenseerd, zijn de onderliggende absolute waarden aanzienlijk. Bijvoorbeeld:

- Voor elektriciteit laat ADAPT zien dat de import ongeveer 20% van de binnenlandse productie bedraagt en de export eveneens 20%.
- In TRANSFORM domineert de binnenlandse productie licht, met een import van ongeveer 8% en een export van ongeveer 10% van de productie.
- Deze waarden komen grotendeels overeen met de statistieken voor 2023, waarin de import en export elk ongeveer 10% van de binnenlandse productie uitmaken.

Ook voor waterstof zijn de bruto import- en exportvolumes groot. In TRANSFORM liggen de binnenlandse productie, import en export elk rond de 600 PJ. In ADAPT zijn de importen en exporten zelfs nog groter, terwijl de binnenlandse productie van waterstof slechts ongeveer 50% van het importniveau bedraagt. Omdat de resultaten echter als nettohandel worden gerapporteerd, blijven deze hoge absolute stromen grotendeels verborgen in de hoofduitkomsten.

Deze aanpak betekent ook dat de handelsvolumes uit COMPETES-TNO in OPERA worden behandeld als vaste vraag en aanbod. Als COMPETES-TNO bijvoorbeeld uitgaat van 600 PJ waterstofexport, ziet OPERA dit als een vaste vraag van 600 PJ die moet worden ingevuld. OPERA kan hier niet omheen optimaliseren. Om aan deze vraag te voldoen, kan OPERA extra waterstofelektrolyzers bouwen, wat op zijn beurt leidt tot meer benodigde elektriciteitsproductiecapaciteit, zoals zonnepanelen of wind op zee, en extra investeringen in flexibiliteit.

Deze dynamiek kan indirecte en mogelijk minder transparante effecten hebben op de investeringen in het Nederlandse energiesysteem. Daarom moeten de OPERA-resultaten voorzichtig worden geïnterpreteerd, gezien de sterke invloed die de handelaanpak uit COMPETES-TNO kunnen hebben op investeringsbeslissingen en de totale systeemkosten.

6.4 Methodologische beperkingen

Hoog-dimensionale oplossingsruimte en niet-transparante interacties

Het OPERA model laat complexe, hoog-dimensionale interacties zien tussen besluitvariabelen, waardoor er meerdere bijna-optimale oplossingen ontstaan binnen een relatief vlakke kostenstructuur. Daardoor is het lastig om duidelijke technologische kantelpunten te identificeren of de robuustheid van de uitkomsten goed te beoordelen zonder uitgebreide gevoeligheidsanalyses. In het ADAPT 2040-scenario leidt bijvoorbeeld het beperken van nucleaire capaciteit tot het technisch maximum tot slechts een zeer kleine stijging van de totale systeemkosten (+0,004%), maar veroorzaakte het wel grote verschuivingen in de technologiemix, met name een sterke daling van het gebruik van blauwe waterstof. Dit laat zien dat er meerdere concurrerende bijna-optimale evenwichten bestaan. De gepresenteerde resultaten moeten daarom worden geïnterpreteerd als afhankelijk van de gemodelleerde scenario's.

Lineaire modelbeperkingen en gebrek aan niet-lineaire representaties

Het model gebruikt een strikt lineaire formulering en kan daardoor niet volledig niet-lineaire systeemeffecten meenemen, zoals zog-effecten bij windturbines (de kannibalisatie van wind bij grotere windparken), leercurves die kosten verlagen of schaalafhankelijke infrastructuurkosten. Zo wordt aangenomen dat de kosten van offshore-kabels lineair toenemen, terwijl er in de praktijk vaak sprake is van schaalvoordelen of investeringsdrempels die voor sprongsgewijze of minder dan lineaire kostenontwikkelingen zorgen. Technologieën met sterke niet-lineaire kosten- of prestatiekenmerken worden hierdoor mogelijk niet goed weergegeven in de optimalisatie. Hierdoor is het niet mogelijk om discrete hoeveelheden kerncentrales af te dwingen, zoals óf geen kernenergie óf 3 GW, in plaats van een continue range daartussen. Deze beperking is in deze studie echter niet groot, omdat de uitkomsten in de meeste gevallen toch neigen naar óf geen kernenergie óf het maximumscenario.

Tijdaggregatie en beperkingen in operationele details

De systeemdynamiek wordt gemodelleerd met een beperkt aantal tijdsblokken. Hierdoor worden kortetermijnflexibiliteit, netwerkcongestie en tijdsafhankelijke transmissiedynamiek niet volledig weergegeven. Conclusies over balanceringsmogelijkheden, knelpunten in infrastructuur en flexibiliteitsopties moeten daarom worden gezien als indicatief, niet als definitief.

Onzekerheid in techno-economische aannames

Behalve enkele beperkte gevoeligheidsanalyses gebruikt de studie één deterministisch kostentraject voor de meeste technologieën, doorgetrokken tot 2050. Omdat kostenveronderstellingen een grote invloed hebben op capaciteitsuitbreidingen in een kostenminimalisatiemodel, beïnvloeden onzekerheden hierin direct de technologiemix. Dit beperkt de robuustheid en generaliseerbaarheid van de resultaten: kleine afwijkingen in toekomstige kostenontwikkelingen kunnen leiden tot sterk verschillende systeemsamenstellingen.

Structurele verschillen in het gekoppelde modelraamwerk

De OPERA- en COMPETES-TNO modellen zijn ‘soft-linked’, maar verschillen in vrijheidsgraad, ruimtelijke resolutie en temporele detaillering. Hoewel kostenparameters en belangrijkste randvoorwaarden zoveel mogelijk zijn geharmoniseerd, verkennen de modellen verschillende delen van de oplossingsruimte. OPERA, met minder vrijheidsgraden en strengere structurele beperkingen, levert een beperkter aantal haalbare oplossingen op. COMPETES-TNO, met meer flexibiliteit, vindt een breder scala aan mogelijke uitkomsten voor dezelfde scenarioveronderstellingen. Deze structurele verschillen kunnen leiden tot uiteenlopende technologische ontwikkelpaden, zelfs als de uitgangsassumpties identiek zijn.

7 Conclusies

De resultaten naar impact van kernenergie op de systeemkosten van het Nederlandse energiesysteem blijken sterk afhankelijk van de industriële vraag naar energie. In scenario's waarin de industriële activiteit vergelijkbaar blijft met het huidige niveau (ADAPT en TRANSFORM) zijn de systeemkosten met of zonder kernenergie nagenoeg gelijk, en is de keuze voor zowel kernenergie als wind op zee robuust. In een scenario met lagere industriële activiteit en meer importvrijheid (TRANSFORM – Minder Competitief & Import) leidt de keuze voor kernenergie juist tot hogere systeemkosten. Deze uitkomst is echter sterk afhankelijk van de aannames over de kosten van kernenergie en de toekomstige ontwikkelingen bij wind op zee.

ADAPT en TRANSFORM – relatief grote industriële vraag

In deze scenario's zijn er geen duidelijke winnaars: kernenergie en wind op zee zijn wat betreft systeemkosten inwisselbaar. Het wegnemen van productievermogen – of dit nu kernenergie of wind op zee betreft – leidt tot forse meerkosten, terwijl het toevoegen van extra potentieel juist substantiële voordelen oplevert. Dit onderstreept dat kernenergie en wind op zee elkaar in deze omstandigheden eerder aanvullen dan beconcurreren. De kern van de bevinding is dan ook dat het energiesysteem gebaat is bij additionele grootschalige productieopties, ongeacht de technologie.

De gevoeligheidsanalyses bevestigen de robuustheid van de rol van zowel kernenergie als wind op zee. Zelfs bij ongunstige aannames over de kosten of bouwtijd van kernenergie, of juist over de kosten en prestaties van wind op zee, blijft de uitkomst overeind: beide technologieën worden tot hun maximale potentieel opgesteld en dragen zo bij aan een kostenoptimaal energiesysteem. Ook variaties in flexibiliteitsopties veranderen dit beeld niet.

TRANSFORM – Minder Competitief & Import – relatief kleine industriële vraag

In de variant waarin de zware industrie sterk krimpt en import van halffabricaten is toegestaan, ontstaat een ander beeld. Omdat er in dit scenario relatief veel productiepotentieel is voor de hoeveelheid vraag, kan het model kiezen tussen verschillende productieopties. In dit scenario geeft het model de voorkeur aan wind op zee, en is de rol van kernenergie minder vanzelfsprekend. De keuze voor kernenergie leidt in dit scenario tot circa 0,8 mld.€/jaar hogere systeemkosten (0,7% van de totale kosten).

Bovendien blijken de uitkomsten in dit scenario gevoeliger voor aannames. Waar in ADAPT en TRANSFORM de opgestelde vermogens robuust blijven onder verschillende aannames, zien we in dit scenario dat de verhouding kernenergie en wind op zee juist variëren bij gevoeligheidsanalyses waarin de aannames gevarieerd worden. Hetzelfde geldt voor de bevinding dat de systeemkosten hoger liggen.

Overige aandachtspunten

De effecten van kernenergie op de elektriciteitsinfrastructuur konden met het huidige model niet betrouwbaar worden vastgesteld. Hoewel het aannemelijk is dat kernenergie vanwege het vlakke productieprofiel en de ligging op land voordelen kan hebben ten opzichte van wind op zee, zijn deze effecten in deze studie niet te kwantificeren. Wel

geldt dat wanneer de netwerkkosten op zee in lijn zouden liggen met de IBO-inschattingen, dit bij circa 9,5 GW windenergie neerkomt op een orde van grootte van 400 miljoen euro. Op basis van expertinschatting zijn de resultaten voor ADAPT en TRANSFORM hier robuust tegen, maar in het scenario TRANSFORM – Minder Competitief & Import kan dit de verhouding tussen wind op zee en kernenergie beïnvloeden.

Samenvattend

De analyse laat zien dat de waarde van kernenergie sterk samenhangt met de vraagzijde van het energiesysteem. Bij een relatief grote industriële vraag zijn kernenergie en wind op zee inwisselbaar qua systeemkosten, en levert additioneel productiepotentieel – ongeacht de technologie – substantiële voordelen op. Bij een kleinere industriële vraag kan kernenergie juist tot hogere kosten leiden, en worden de resultaten gevoeliger voor aannames.

De keuze voor kernenergie is daarmee geen harde noodzaak voor een betaalbaar energiesysteem, maar kan in veel scenario's wel degelijk een nuttige aanvulling zijn. Cruciaal is het onderscheid tussen scenario's met beperkte vrijheid in systeeminrichting (waar additioneel vermogen nodig is) en scenario's met meer flexibiliteit (waar keuzes contextafhankelijk zijn).

Referenties

- COVRA. (2025). *Stand van zaken veiligheidsstudies eindberging*.
- Antea Group. (2025). *Draft Memorandum on Scope and Level of Detail: SEA-r location study for two new nuclear power plants*. Oosterhout.
- ANVS. (2025). *ANVS-beeld uitkomsten technische haalbaarheidsstudies kerncentrales*.
- CBS. (2023). *Klimaatverandering en energietransitie*.
- Clun, R., & Issimdar, M. (2025, July 22). *Sizewell C nuclear power plant costs rise to £38bn*. Opgehaald van BBC News:
<https://www.bbc.com/news/articles/cev03wer0p2o>
- Cour des comptes. (2025). *LA FILIÈRE EPR : UNE DYNAMIQUE NOUVELLE, DES RISQUES PERSISTANTS*. Paris.
- Daniëls, B., & Strengers, B. (2024). *Trajectverkenning klimaatneutraal 2050 - Trajecten naar een klimaatneutrale samenleving voor Nederland in 2050*. Planbureau voor de Leefomgeving.
- ENTSO-e & ENTSG. (2022). TYNDP 2022.
- ENTSO-e & ENTSG. (2024). TYNDP 2024.
- European Commission. (2021). *COM (2021) 562 Directive on renewable and low-carbon fuels in maritime transport*.
- European Commission. (2022). Recommended parameters for reporting on GHG projections in 2023, unpublished document shared with Member States. European Commission.
- European Commission. (2023). Directieve (EU) 2023/959.
- European Commission. (2023). *ReFuelEU Aviation regulation*.
- Galparso, I., Menchaca, Garmendia, Borja, Á., Maldonado, A. D., Iglesias, G., & Bald, J. (2022). Reviewing the ecological impacts of offshore wind farms. *Ocean Sustainability*.
- Gamboa Palacios, S., & Jansen, J. (2018). *Nuclear energy economics: An update to fact finding nuclear energy*. TNO P11577.
- Hajonides van der Meulen, T., Scaric, M., Tyraskis, I. L., & Verstraten, P. (2022). D7B.3 – Cost analysis and comparison of different hydrogen carrier import chains and expected costs development. HyDelta .
- HCSS. (2020). *Securing Critical Materials for Critical Sectors: Policy options for the Netherlands and the European Union*. The Hague.
- Hörsch, J., Hofmann, F., Schlachtberger, D., & Brown, T. (2018). *PyPSA-Eur: An open optimisation model of the European transmission system*. Energy Strategy Reviews. doi:<https://doi.org/10.1016/j.esr.2018.08.012>
- HZ University of Applied Sciences and Lysias Advies. (2025). *Lasten en lusten in balans: Impactrapport bouw kerncentrales Borssele*.
- IBO. (2025). *Schakel naar de toekomst - Bekostiging elektriciteitsinfrastructuur*.
- IEA. (2022). *The Role of Critical Minerals in Clean Energy Transitions*.
- IEA. (2025). *The Path to a New Era for Nuclear Energy*. IEA.
- IRENA. (2023). *Geopolitics of the energy transition: Critical materials*. Abu Dhabi: International Renewable Energy Agency.
- Juijn, D., Blom, M., & De Vries, J. (2023). *Werkwijzer National Kosten - Uitgangspunten bij berekeningen van het PBL*.
- Kalavasta en Berenschot. (2022). *Systeemeffecten van nucleaire centrales in Klimaatneutrale Energiescenario's 2050*.

- Klimaatakkoord - sectortafel industrie. (2018). *Joint Fact Finding: CO2-afvang en -opslag*.
- KPMG. (2021). *Marktconsultatie Kernenergie*.
- Matthijssen, J., Dammers, E., & Elzinga, H. (2018). *De toekomst van de Noordzee - De Noorzee in 2030 en 2050: een scenariostudie*. PBL.
- Ministerie van Infrastructuur en Waterstaat. (2023). *Nationaal Programma Circulaire Economie 2023-2030*.
- Mott MacDonald. (2025). *An SEA for the Dutch National Programme on Radioactive Waste and Spent Fuel*.
- Nederlandse overheid. (2023). Klimaatwet 2019, amended. Opgehaald van <https://wetten.overheid.nl/BWBR0042394/2023-07-22>
- Netbeheer Nederland. (2023). *Het energiesysteem van de toekomst: de II3050-scenario's*.
- Netbeheer Nederland. (2023). *Het energiesysteem van de toekomst: de II3050-scenario's*.
- Netbeheer Nederland. (2025). *Netbeheer Nederland Scenario's Editie 2025*.
- NREL. (2020). *Inertia and the Power Grid: A Guide Without the Spin*. Golden, CO.
- NRG Pallas. (2025). *Scenariostudie multinationale strategie eindberging radioactief afval*.
- OECD & NEA. (2019). *The Costs of Decarbonisation: System Costs with High Shares of Nuclear and Renewables*.
- OpenOverheid.nl. (2024). *Schakelen naar de toekomst. IBO bekostiging Elektriciteitsinfrastructuur*. Opgehaald van OpenOverheid.nl: <https://open.overheid.nl/documenten/e914cc94-ffcd-42dd-9989-bf7c3fdd44f9/file>
- PBL. (2021). *Monitoring RES 1.0 - Een analyse van de Regionale Energie Strategie:en 1.0*. PBL publicatienr. 4509.
- PBL. (2022). *Klimaat en Energieverkenning (KEV)*.
- Platform Geothermie. (2018). *Masterplan Aardwarmte in Nederland - Een brede basis voor een duurzame warmtevoorziening*.
- Portugal-Pereira, J., Ferreira, P., Cunha, J., Szklo, A., & Schaeffer, R. (2018). Better late than never, but never late is better: Risk assessment of nuclear power construction projects. *Energy Policy*.
- RVO. (2020). Opgehaald van <https://english.rvo.nl/sites/default/files/2020/07/Vision%202050%20sustainable%20Dutch%20basic%20industry%20-%20English.pdf>
- RVO. (2020). *Vision for more sustainable basic industries in 2050: the choice is ours*. <https://english.rvo.nl/sites/default/files/2020/07/Vision%202050%20sustainable%20Dutch%20basic%20industry%20-%20English.pdf>.
- RVO. (2020). *Vision for more sustainable basic industries in 2050: the choice is ours*. Opgehaald van <https://english.rvo.nl/sites/default/files/2020/07/Vision%202050%20sustainable%20Dutch%20basic%20industry%20-%20English.pdf>
- RVO. (2025). *Dutch Offshore Wind Innovation Guide*. <https://english.rvo.nl/sites/default/files/2024-10/Dutch-Offshore-Wind-Innovation-Guide-2025.pdf>.
- Scheepers, M., Gamboa Palacios, S., Janssen, G., Moncaddo Botero, J., Stralen, J., Oliveira Machado dos Santos, J., . . . West, K. (2022). *Towards a sustainable energy system for the Netherlands in 2050 - Scenario update and analysis of heat supply and chemical and fuel production from sustainable feedstocks*. TNO P10162.

- Scheepers, M., Martin Gregorio, N., Beres, R., Sijm, J., Giraldo Chavarriaga, J., Kooiman, A., ... Iovanovici, S. (2025). *Integration of nuclear energy in the energy system*. TNO R10612.
- Scheepers, M., Stralen, J. v., Giraldo Chavarriaga, J., Elberry, A., Uslu, A., & Oliveira, C. (2024). *Towards a sustainable energy system for the Netherlands in 2050 - Scenario update and sceario variants for industry*. TNO P10607.
- Scheepers, M., Stralen, J. v., Giraldo Chavarriaga, J., Elberry, A., Uslu, A., & Oliveira, C. (2024). *Towards a sustainable energy system for the Netherlands in 2050 - Scenario update and scenario variants for industry*. TNO P10607.
- Scheepers, M., Van Stralen, J., Giraldo Chavarriaga, J., Elberry, A., Uslu, A., & Oliveira Machado dos Santos, C. (2024). *Towards a sustainable energy system for the Netherlands - Scenario update and scenario variants for industry*. TNO P10607.
- Strategy&. (2023). *Energierkening van de toekomst*.
- Strategy&, PWC. (2021). *De energietransitie en de financiële impact voor netbeheerders*.
- Strategy&, PWC. (2024). *Financiële impact energietransitie voor netbeheerders (FIEN+)*.
- Taminiau, F., & van der Zwaan, B. (2022). *The Physical Potential for Dutch Offshore Wind Energy*. *Journal of Energy and Power Technology*.
- Taminiau, F., & Zwaan, B. (2022, Oktober 10). The Physical Potential for Dutch Offshore Wind Energy. *Journal of Energy and Power Technology*, p. 4.
doi:doi:10.21926/jept.2204032
- TNO & NRG Pallas. (2025). *Public trust and nuclear energy: Perspectives on trust dynamics in the context of nuclear energy*.
- TNO and BLIX. (2021). *Pathways to potential cost reductions for offshore wind energy*. TNO R11926.
- TNO, & NRG. (2025). *Integration of nuclear energy in the energy system - Scenario analysis for the Dutch energy system*.
- Tweede Kamer. (2025, maart 7). *Interdepartementaal beleidsonderzoek bekostiging van de elektriciteitsinfrastructuur*. Opgehaald van [www.tweedekamer.nl](https://www.tweedekamer.nl/kamerstukken/brieven_regering/detail?id=2025D09694&did=2025D09694):
https://www.tweedekamer.nl/kamerstukken/brieven_regering/detail?id=2025D09694&did=2025D09694
- Walstra, J. (2024). *Financing new nuclear*. Profundo.
- Witteveen+Bos, eRisk, & HCSS. (2022). *Senariostudie kernenergie*.

Bijlage A

Energiemodellen

A.1 OPERA-model

Een toekomstig Nederlands energiesysteem kan worden berekend met het OPERA-model. OPERA is een optimalisatiemodel (lineair programmering) en berekent een energiesysteem waarmee aan de vraag naar energie (goederen/diensten) en de doelstelling voor emissies van broeikasgassen (BKG) kan worden voldaan op basis van laagste maatschappelijke kosten³⁰. Het OPERA-model omvat alle sectoren van het Nederlandse energiesysteem, inclusief koolwaterstoffen die in de industrie als grondstof worden gebruikt, zie Figuur A.1. Het model beschouwt alle BKG-emissies, naast CO₂ ook de niet-CO₂ broeikasgassen (CH₄, N₂O en F-gassen), en de niet-energetische BKG-emissies van landbouw en landgebruik. Het model houdt ook rekening met de vraag naar brandstoffen van internationale luchtvaart en scheepvaart die in Nederlandse zee- en luchthavens worden getankt. Hoewel de emissies van deze zogenoemde bunkerbrandstoffen niet meetellen voor de Nederlandse BKG-doelstelling, worden deze brandstoffen binnen het Nederlandse energiesysteem geproduceerd en bepalen daarmee mede de energievraag en de bijbehorende BKG-emissies. Het Nederlandse energiesysteem importeert brandstoffen (zoals olie, kolen, aardgas en biobrandstoffen) en biograndstoffen. Ook wordt elektriciteit en waterstof geïmporteerd en geëxporteerd en vindt export plaats van industriële producten die uit koolwaterstoffen zijn geproduceerd (zoals kunstmest, chemicaliën en plastics),

Het OPERA-model wordt schematisch weergegeven in Figuur A.2. De invoerparameters die in OPERA worden gebruikt zijn:

- Maximale uitstoot van broeikasgassen, d.w.z. de BKG-emissiedoelstelling.
- Parameters m.b.t., de vraag, zoals het bruto vloeroppervlak van woningen en gebouwen in de dienstensector, vraag naar transport van personen en goederen, productie van industriële producten en additionele energievraag en eindgebruikerssectoren (elektriciteit en warmte).
- Techno-economische gegevens van de technologische opties.
- Prijs van geïmporteerde energie en grondstoffen.
- Specifieke beperkingen op het gebruik van technologieën, zoals maximaal potentieel voor wind- en zonne-energieproductie, CO₂-opslag en kerncentrales.

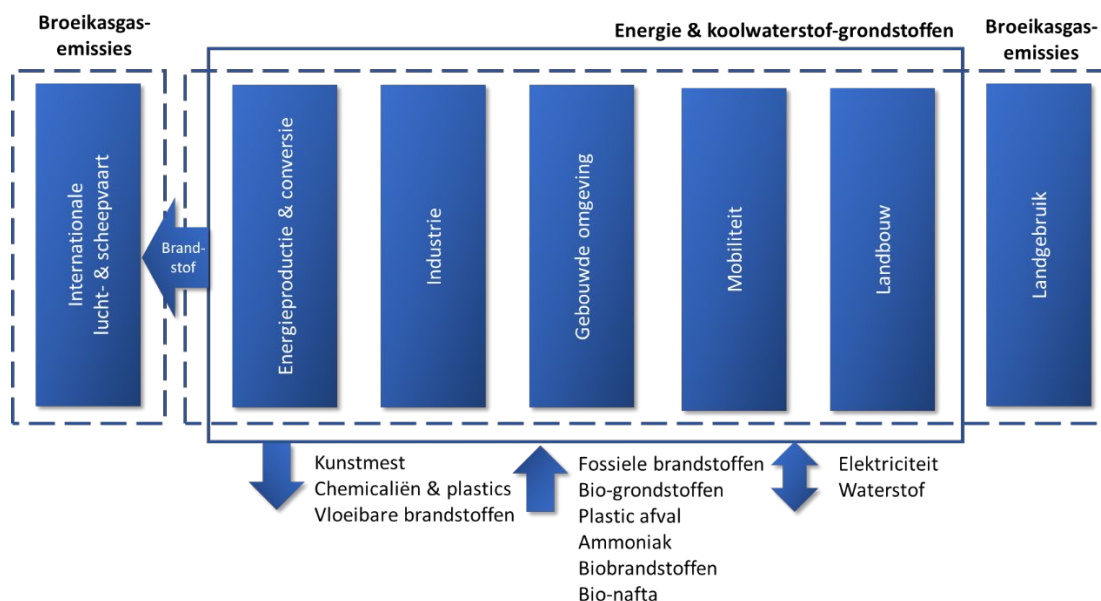
Het OPERA-model levert de volgende resultaten op:

- Fysieke resultaten: energieaanbod en -vraag (totaal en per sector) en hoe die is samengesteld, gebruikte technologieën (bijv. geïnstalleerde capaciteit, aantal vollasturen), import en export van energie (bijv. fossiele energie, biomassa, elektriciteit, waterstof), resterende uitstoot van broeikasgassen.
- Economische resultaten: jaarlijkse systeemkosten en jaarlijkse investeringen

³⁰ Bij het bepalen van de maatschappelijke kosten van het energiesysteem wordt aangesloten bij de nationale kosten-batenanalysemethodiek (Juijn, Blom, & De Vries, 2023). De kosten bestaan uit de som van geannualiseerde investeringskosten op basis van de technische levensduur en een nationale (maatschappelijke) discontovoet van 2.25%, jaarlijkse operationele kosten en energiekosten (of baten in geval van export).

(totaal en per sector) en schaduw prijzen (gebaseerd op marginale kosten voor CO₂-reductie en productie van elektriciteit en waterstof).

- Een koolstofbalans met de herkomst en bestemming van koolstof in het energiesysteem, CO₂ dat wordt opgeslagen of opnieuw gebruikt wordt niet apart gelabeld, De mix van de opgeslagen en opnieuw gebruikte CO₂ wordt bepaald door de herkomst, d.w.z., afvang bij een fossiel of biogeen proces of uit de lucht.



Figuur A.1: Nederlands energie- en broeikasgassensysteem in het OPERA-model



Figuur A.2: Schematische weergave van het OPERA-model

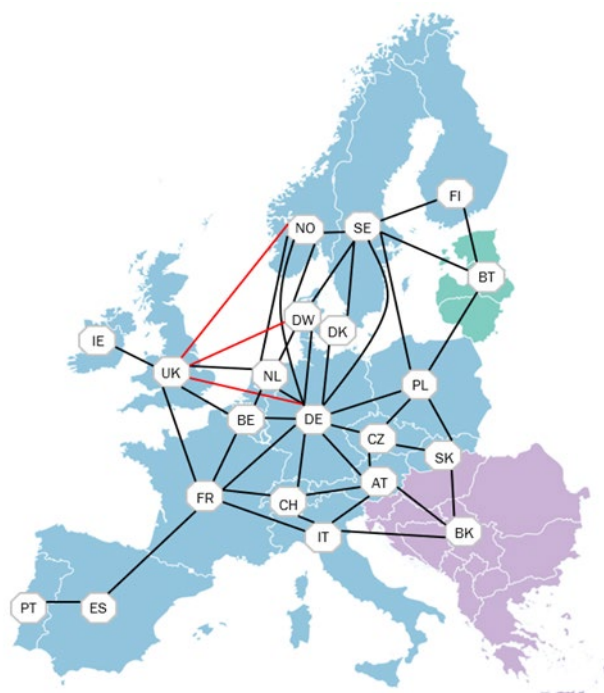
Het OPERA-model houdt rekening met de fluctuerende energievraag gedurende een jaar en de wisselende energieproductie uit wind en zon. Hierbij worden vraag en aanbod per tijdsperiode gebalanceerd, waarbij ook gebruik wordt gemaakt van opties als vraagsturing en energieopslag en rekening wordt gehouden met import van en export naar buurlanden (zie A.2). Ook onderscheidt OPERA 7 regio's op land en 7 regio's op de Noordzee. Het OPERA-model hanteert een myopische benadering: voor elk volgend jaar waarvoor een energiesysteem wordt berekend, houdt het model rekening met de reeds aanwezige investeringen uit de voorgaande periode op basis van de technische levensduur van deze investeringen. Het model bepaalt of er extra capaciteit moet

worden geïnvesteerd om aan de vraag te voldoen, Bij deze benadering wordt geen rekening gehouden met gebeurtenissen en doelen in de volgende jaren.

A.2 COMPETES-TNO-model

COMPETES-TNO is een optimalisatiemodel voor het Europese elektriciteitssysteem. Met het model kan de kostenoptimale investeringen in productiecapaciteit worden bepaald en de economisch dispatch voor de inzet van productieassets. Het model streeft naar het voldoen van de Europese elektriciteitsvraag tegen minimale maatschappelijke kosten (en maximalisatie van de maatschappelijke welvaart), rekening houdend met beleidsdoelstelling voor BKG-emissies en een reeks technisch-economische randvoorwaarden van elektriciteitsproductie-eenheden, interconnecties en flexibiliteitsopties in Europese landen en regio's.

Het COMPETES-TNO-model omvat alle EU-lidstaten en enkele niet-EU-landen (Noorwegen, Zwitserland, het Verenigd Koninkrijk en Baltische en Balkanlanden, beide gegroepeerd in één regio), inclusief een weergave van de grensoverschrijdende elektriciteitstransmissiecapaciteit die deze Europese landen en regio's met elkaar verbindt (zie Figuur A.3). Het model werkt op uurbasis, d.w.z., het optimaliseert het Europese elektriciteitssysteem over alle 8760 uren van een jaar.



Figuur A,3: Landen opgenomen in het COMPETES-TNO model

COMPETES-TNO bestaat uit twee modules die uurlijkse simulaties kunnen uitvoeren:

- *Investeringsmodule voor uitbreiding van productie- en transmissiecapaciteit:* Deze module bepaalt en analyseert de investeringen in capaciteitsuitbreidingen voor productie en transmissie tussen landen op basis van de laagste kosten onder perfecte concurrentie, geformuleerd als een lineair programmering- en optimalisatieprobleem.
- *Unit commitment en economisch dispatch module:* Deze module optimaliseert en analyseert de economische dispatch van productie-eenheden onder perfecte concurrentie, geformuleerd als een mixed-integer programmeringsprobleem, rekening houdend met flexibiliteit, belastingbeperkingen en opstartkosten van opwekkingstechnologieën en vraag.

Voor deze studie, die de impact van nucleaire investeringen op het elektriciteitssysteem van Nederland onderzoekt, is de eerste module (het uitbreidingsmodel) gebruikt. Deze module is gekozen omdat deze een breder scala aan flexibiliteitsopties en modelleringsmogelijkheden voor de H₂-sector in toekomstige energiesystemen omvat dan de Unit commitment-module. Bij het toepassen van de investeringsmodule van COMPETES-TNO is met een aantal zaken rekening gehouden. Ten eerste zijn er ten opzichte van de unit-commitmentmodule minder gedetailleerde operationele beperkingen voor sommige technologieën, zoals minimale belasting of beperkingen in op- en neerregelen. Om dit te ondervangen is voor kernenergie een minimale belastingbeperking opgenomen. Aangezien COMPETES-TNO inherent een model is dat gebaseerd is op de elektriciteitsmarkt, is er een gebrek aan representatie van de warmtesector. Dit is met name relevant voor kleine modulaire kernreactoren (SMR's), omdat deze dankzij de mogelijkheid voor warmtekrachtkoppeling warmte kunnen leveren aan de industrie. Inzet van SMR's met coproductie van warmte valt daarom buiten de scope van COMPETES-TNO.

COMPETES-TNO gebruikt de volgende inputparameters voor elk scenariojaar:

- De elektriciteitsvraag in alle Europese landen/regio's, inclusief de conventionele elektriciteitsvraag en de extra vraag als gevolg van verdere sectorale elektrificatie van het energiesysteem door middel van P2X-technologieën, zoals Power-to-Heat (P2H), Power-to-Hydrogen (P2H₂) of Power-to-Mobility (P2M).
- Technologieën voor energieopwekking, interconnecties tussen landen en flexibiliteitsopties (zie hieronder), inclusief hun technisch-economische kenmerken,
- Uurprofielen van verschillende categorieën elektriciteitsvraag en technologieën voor hernieuwbare energieproductie (RES) (met name zon, wind en waterkracht), inclusief de vollasturen van deze technologieën.
- Veronderstellingen over maximaal geïnstalleerde capaciteit van technologieën, zoals voor hernieuwbare energieproductie.
- Verwachte toekomstige brandstof- en CO₂-prijzen.
- Beleidsdoelen/beperkingen, zoals het behalen van specifieke doelstellingen voor hernieuwbare energie/broeikasgassen (BKG) of het verbieden van het gebruik van bepaalde technologieën in bepaalde landen (bijvoorbeeld steenkool, kernenergie of CCS).

Het COMPETES-TNO-model onderscheidt de volgende flexibiliteitsopties:

- Grensoverschrijdende handel in elektriciteit en waterstof.
- Opslag:
 - Waterkrachtcentrale met opslag (Hydro Pumped Storage, PS).
 - Energieopslag op basis van perslucht (Compressed Air Energy Storage, CAES) en geavanceerde adiabatische opslag (AA-CAES).
 - Batterijtechnologie: door elektrische voertuigen (EV's) en stationaire batterijen, Li-ion, loodzuur (PB) en vanadium-redoxbatterijen (VRB).
 - Ondergrondse waterstofopslag.
- Vraagrespons:
 - Power-to-mobility (P2M): met belastingverschuivings- en opslagmogelijkheden via vehicle-to-grid (V2G) en grid-to-vehicle (G2V).
 - Power-to-heat (P2H): belastingafschakeling via industriële (hybride) boilers en belastingverschuivingsmogelijkheden via (volledig elektrische) warmtepompen in woningen.
 - Power-to-Hydrogen (P2H2): belastingafschakeling via elektrolyzers,
 - Industriële belastingafschakeling (Industrial Load Shedding, ILS).

De belangrijkste resultaten van COMPETES-TNO zijn:

- Investerings- en desinvesterings- in conventionele en hernieuwbare energieopwekking.
- Investerings- in interconnectiecapaciteit voor de interne Europese elektriciteits- en waterstofhandel.
- Investerings- in elektriciteits- en waterstofopslag.
- Uurlijkse toewijzing ('dispatch') van geïnstalleerde energieopwekking en interconnectiecapaciteit, resulterend in de uurlijkse en jaarlijkse mix van energieopwekking – inclusief gerelateerde CO₂-emissies en energiehandelstromen – voor elk Europees land/regio.
- Vraag naar en aanbod van flexibiliteitsopties.
- Prijzen voor elektriciteit en waterstof.
- Jaarlijkse kosten van het elektriciteitssysteem voor elk Europees land/regio.

Bijlage B

Parameters energievraag

Tabel B.1: Inputparameters OPERA m.b.t. energievraag voor ADAPT en TRANSFORM gebaseerd op (PBL, 2022)

Sector	Eenheid	ADAPT					TRANSFORM				
		2030	2035	2040	2045 ^a	2050 ^a	2030	2035	2040	2045 ^a	2050 ^a
Industrie											
Staalproductie	Mt	7,2	7,2	7,2	7,2	7,2	6,48	6,21	5,94	5,67	5,4
Ammoniakproductie	Mt	2,83	2,92	3,01	3,1	3,2	2,38	2,14	1,9	1,63	1,34
Olefineproductie	Mt	5,50	5,76	6,07	6,40	6,72	4,95	4,75	4,56	4,32	4,03
Aromatenproductie	Mt	4,37	4,57	4,82	5,08	5,34	3,98	3,81	3,64	3,44	3,20
Methanolproductie	Mt	0,51	0,53	0,55	0,57	0,59	0,46	0,44	0,41	0,39	0,36
Chloorproductie	Mt	1,14	1,2	1,27	1,34	1,41	1,03	0,99	0,95	0,9	0,84
Zoutproductie	Mt	8,22	8,6	9,09	9,6	10,11	7,39	7,09	6,82	6,48	6,06
Glasproductie	Mt	0,97	1	1,02	1,05	1,07	0,87	0,86	0,84	0,84	0,85
Keramiekproductie	Mt	3,04	3,04	3,05	3,05	3,06	2,73	2,62	2,51	2,46	2,41
Non-energetisch gebruik overige industrie	PJ	19,00	19,35	19,75	20,15	20,57	19,00	19,35	19,75	20,15	20,57
Afvalverbranding	PJ	29,37	29,37	29,35	29,37	29,37	62,49	54,68	46,87	29,29	15,62
Mobiliteit											
Personenvervoer over de weg	Miljard voertuig kilometers	117	122,77	128,88	134,8	140,79	111,1	112,8	114,8	116,7	119,7
Licht vrachtverkeer	Miljard voertuig kilometers	21,36	22,54	23,6	24,69	25,77	21,15	22,09	22,89	23,7	24,48
Zwaar vrachtverkeer	Miljard voertuig kilometers	8,63	8,94	9,28	9,6	9,93	8,54	8,76	9	9,22	9,43
Binnenvaart	Miljard voertuig kilometers	53,84	55,27	56,7	58,13	59,55	54,38	56,38	58,4	60,45	62,53
Bustransport	Miljard voertuig kilometers	0,68	0,68	0,68	0,68	0,68	0,69	0,7	0,7	0,71	0,72
Smeermiddelen	PJ	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7

^a Geëxtrapoleerd

Tabel B.1: Inputparameters OPERA m.b.t. energievraag voor ADAPT en TRANSFORM gebaseerd op (PBL, 2022)
(vervolg)

Sector	Eenheid	ADAPT					TRANSFORM				
		2030	2035	2040	2045	2050	2030	2035	2040	2045	2050
Energievraag mobiele werktuigen											
Landbouw	PJ	15	15,6	15,19	15,19	15,19	11,25	9,79	9,01	8,82	8,63
Industrie	PJ	25,5	23,9	13,68	21,87	20,84	22,95	19,72	10,26	14,76	12,5
Dienstensector	PJ	7,09	7,09	7,09	7,09	7,09	7,99	8,42	8,85	9,27	9,7
Energievraag internationaal transport											
Internationale luchtvaart	PJ	159,3	168,31	178,35	186,24	194,16	137,7	145,4	153,1	160,8	170
Internationale scheepvaart	PJ	472,6	472,4	474,1	476,3	469,1	429,4	408,5	387,5	364	340,6
Gebouwvoorraad											
Aantal appartementen	Miljoen	2,97	3,09	3,14	3,18	3,23	2,97	3,09	3,14	3,18	3,23
Aantal rijtjeshuizen	Miljoen	2,43	2,52	2,57	2,6	2,64	2,43	2,52	2,57	2,6	2,64
Aantal andere woningen	Miljoen	2,84	2,95	3	3,05	3,09	2,84	2,95	3	3,05	3,09
Bruto vloeroppervlak onderwijs	Miljoen m²	32,19	31,5	30,83	30,16	29,5	32,19	31,5	30,83	30,16	29,5
Bruto vloeroppervlak ziekenhuizen	Miljoen m²	21,24	23,38	25,86	28,48	31,1	21,24	23,38	25,86	28,48	31,1
Bruto vloeroppervlak bedrijfsgebouwen	Miljoen m²	173,9	184,19	195,14	206,42	217,7	173,9	184,2	195,1	206,4	217,7
Bruto vloeroppervlak kantoren	Miljoen m²	68,89	69,56	70,01	70,77	71,45	72,34	74,78	77,11	79,62	82,16
Bruto vloeroppervlak datacenters	Miljoen m²	1,62	2,05	2,59	3,30	4,19	1,62	2,05	2,59	3,30	4,19
Bruto vloeroppervlak overige gebouwen dienstensector	Miljoen m²	134,8	136,99	138,64	139,83	141,02	134,8	137	138,6	139,8	141

Sector	Eenheid	ADAPT					TRANSFORM				
		2030	2035	2040	2045	2050	2030	2035	2040	2045	2050
Overige warmtevraag											
Landbouw	PJ	70,66	66,46	71,65	71,65	71,65	56,53	53,36	50,18	46,59	42,99
Basismetaal – ferro	PJ	10,22	19,01	9,218	9,06	8,901	8,41	8,08	7,61	7,13	6,67
Basismetaal – non-ferro	PJ	1,42	1,4	1,45	1,44	1,44	1,46	1,21	1,25	1,44	1,24
Kunstmestindustrie	PJ	6,24	12,02	12,81	12,16	13,78	10,25	8,6	9,19	7,04	6,33
Chemische industrie	PJ	94,38	95,47	111,32	104,66	131,52	86,23	80,36	92,78	91,32	95,76
Voedings- en genotmiddelen-industrie	PJ	40,6	37,65	38,55	37,95	38,26	40,6	34,97	38,68	34,97	38,03
Overige industrie	PJ	36,69	40,76	40,53	41,97	36,97	43,65	45,96	52,17	45,03	43,79
Afvalverwerking	PJ	62,49	62,49	62,49	63,49	64,49	6,4	5,78	5,17	4,58	3,84
Overige brandstofvraag transport	PJ	23,98	23,65	23,29	22,66	22,86	37,79	34,43	27,29	30,91	28,68

^a Geëxtrapoleerd

Tabel B.1: Inputparameters OPERA m.b.t. energievraag voor ADAPT en TRANSFORM gebaseerd op (PBL, 2022)
(vervolg)

Sector	Eenheid	ADAPT					TRANSFORM				
		2030	2035	2040	2045 ^a	2050 ^a	2030	2035	2040	2045 ^a	2050 ^a
(Overige ^b) elektriciteitsvraag											
Huishoudens	TWh	19,58	20,14	20,65	21,23	21,83	19,58	20,14	20,65	21,23	21,83
Dienstensector (incl. datacenters)	TWh	26,75	27,63	28,86	30,15	31,00	29,79	31,68	34,12	36,80	39,18
Landbouw	TWh	7,03	7,19	7,65	7,65	7,65	9,14	9,71	10,71	11,09	11,47
Basismetaal – ferro	TWh	2,11	2,11	2,11	2,11	2,11	1,90	1,82	1,74	1,66	1,59
Basismetaal – non-ferro	TWh	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Kunstmestindustrie	TWh	0,36	0,10	0,0	0,0	0,0	0,30	0,07	0,0	0,0	0,0
Chemische industrie	TWh	12,01	12,35	12,33	13,02	13,64	10,98	10,32	9,34	8,83	8,18
Voedings- en genotmiddelen-industrie	TWh	10,57	10,21	10,52	10,38	10,35	10,57	10,21	10,52	10,38	10,35
Overige industrie	TWh	10,35	10,49	10,93	11,16	11,31	11,39	11,86	12,69	13,29	13,82
Afvalverwerking	TWh	1,94	1,94	2,08	2,13	2,20	1,94	1,70	1,56	1,33	1,10
Transport ^c	TWh	1,95	2,01	2,07	2,13	2,20	1,97	2,05	2,14	2,22	2,31

^a Geëxtrapoleerd

^b Vraag naar elektriciteit exclusief elektrificatie van verwarmingsapparaten en industriële processen, bijvoorbeeld verlichting, mechanische aandrijvingen, etc.

^c Elektriciteitsvraag voor treinen en trams.

Tabel B.2: Inputparameters OPERA m.b.t. energievraag voor TRANSFORM en industrievariant Minder Competitief & Import

Sector	Eenheid	TRANSFORM					ADAPT				
		2030	2035	2040	2045 ^a	2050 ^a	2030	2035	2040	2045 ^a	2050 ^a
Raffinaderijen											
Totale productie	PJ	1442	1171	901	631	360	721	586	451	315	180
Import bio-halffabricaten ^a	%						50%	50%	50%	50%	50%
High value chemicals											
Olefineproductie	Mt	4,95	4,75	4,56	4,32	4,03	4,95	4,50	4,05	3,59	3,14
Aromatenproductie	Mt	3,98	3,81	3,64	3,44	3,20	3,98	3,61	3,32	2,86	2,49
Gerecyclede plastic input (chem. recycling) ^b	Kt	43	140	237	334	431	43	425	807	1188	1570
Staal											
Totale productie	Mt	6,48 ^c	6,21 ^c	5,94 ^d	5,67 ^d	5,40 ^d	3,24 ^c	3,11 ^c	2,97 ^d	2,83 ^d	2,70 ^d
HBI import	%						100%	100%	100%	100%	100%
Schrootaandeel	%						30%	30%	30%	30%	30%
Kunstmest											
Totale hoeveelheid NH ₃ ^e	Mt	2,38	2,14	1,90	1,63	1,34	1,43	1,28	1,14	0,98	0,80
Ammoniakimport	Mt	0,36	0,32	0,29	0,24	0,20	1,43	1,28	1,14	0,98	0,80

^a Bio-halffabricaten zijn biopyrolyse-olie en bio-ethanol. In de industrievariant Minder Competitief & Import wordt ook waterstof geïmporteerd voor de productie van synthetische brandstoffen. De hoeveelheden zijn afhankelijk van de H₂-importprijs.

^b In de industrievariant Minder Competitief & Import is de plasticinput in 2030 vergelijkbaar met de TRANSFORM met daarna een lineaire toename tot 50% in 2050.

^c In 2030 50% DRI, tot en met 2035 op basis van aardgas.

^d Vanaf 2040 100% DRI op basis van waterstof.

^e De ammoniakproductie in Nederland is verdeeld over twee productiefaciliteiten, waarvan één 60% en de andere 40% voor zijn rekening neemt. In de industrie Minder Competitief & Import blijft de productiefaciliteit met 60% in bedrijf, maar wordt alle ammoniak geïmporteerd.

Bijlage C

Energieprijzen**Tabel C.1:** Energieprijzen als input voor OPERA voor ADAPT, TRANSFORM en industrievariant Minder competitief & import

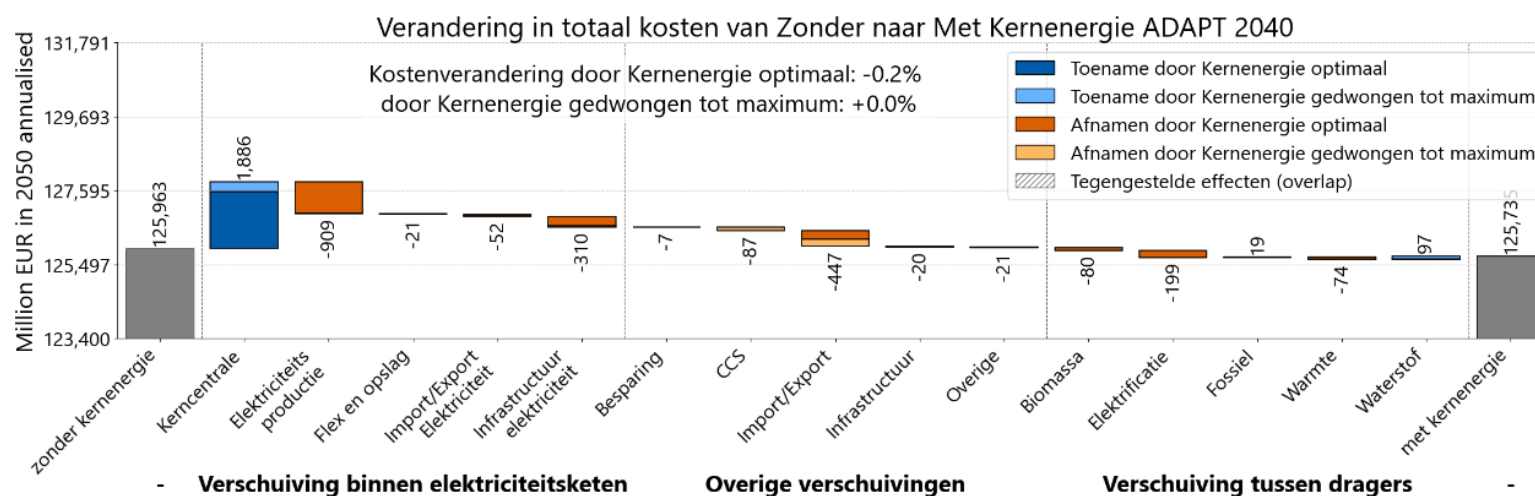
	Unit	2030	2035	2040	2045	2050
Aardgas	€2015/GJ	10,7	10,7	10,7	10,7	11,2
Aardolie	€2015/GJ	14,6	14,6	15,4	16,6	18,6
Kolen	€2015/GJ	2,9	2,9	3,1	3,3	3,5
Biomassa, used cooking oil (UCO)	€2015/GJ	16,2	16,2	16,2	16,2	16,2
Biomassa, hout, binnenlands	€2015/GJ	5,4	5,4	5,4	5,4	5,4
Biomassa, hout, import, lage prijs	€2015/GJ	9,7	9,7	9,7	9,7	9,7
Biomass, hout, import, hoge prijs ^a	€2015/GJ	12,7	12,7	12,7	12,7	12,7
Bio-olie	€2015/GJ	8	8	8	8	8
Bio-methanol	€2015/GJ	27,3	25,4	45,9	35,7	66,4
Bio-ethanol	€2015/GJ	34,3	32,8	56,8	61,7	118,9
Bio-kerosine	€2015/GJ	33,8	29,9	41,1	23,2	45,8
E-methanol	€2015/GJ	230,8	218,0	205,3	192,5	179,8
E-kerosine	€2015/GJ	36,5	22,8	41,1	23,2	23,2
Waterstof	€2015/GJ	24,7	20,7	16,7	12,7	8,7
Ammoniak	€2015/GJ	167,2	149,0	130,8	112,7	94,5

^a Dit geldt voor de laatste 30% van het importpotentieel. De prijzen liggen € 3/GJ hoger dan het lage prijsniveau en vallen binnen het bereik van € 8-12/GJ, zoals gerapporteerd door IIASA, een prijsindicatie voor de import van houtpellets en houtchips voor 2020.

Bijlage D

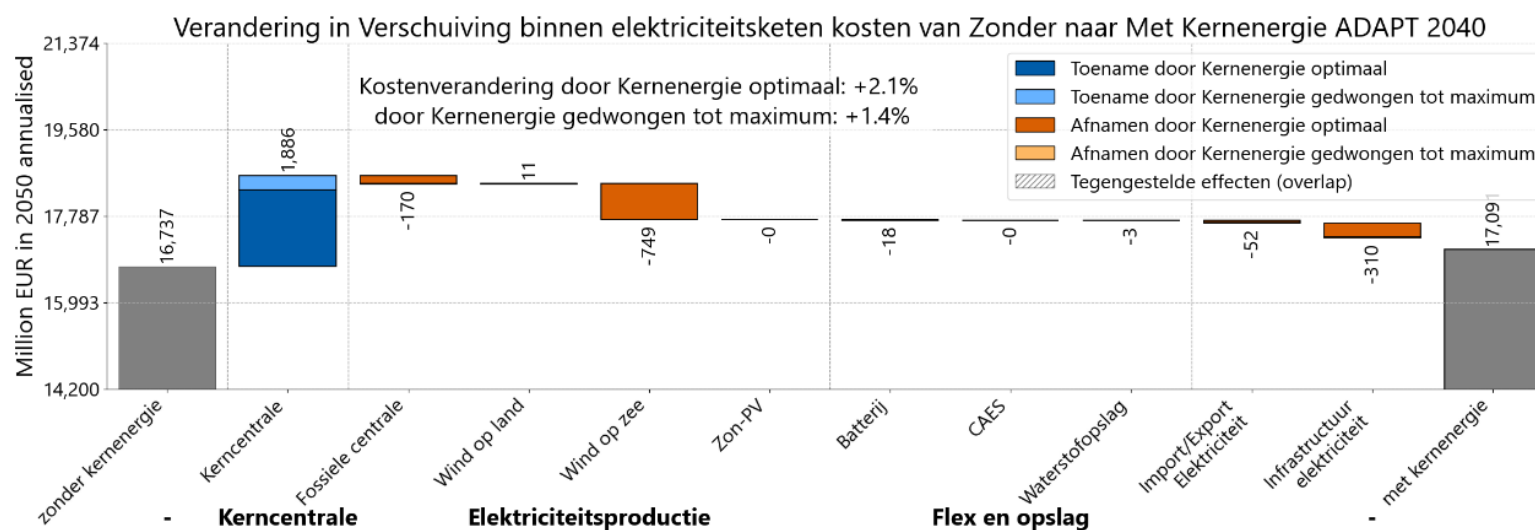
Watervalgrafieken uit Hoofdstuk 3

D.1 ADAPT 2040

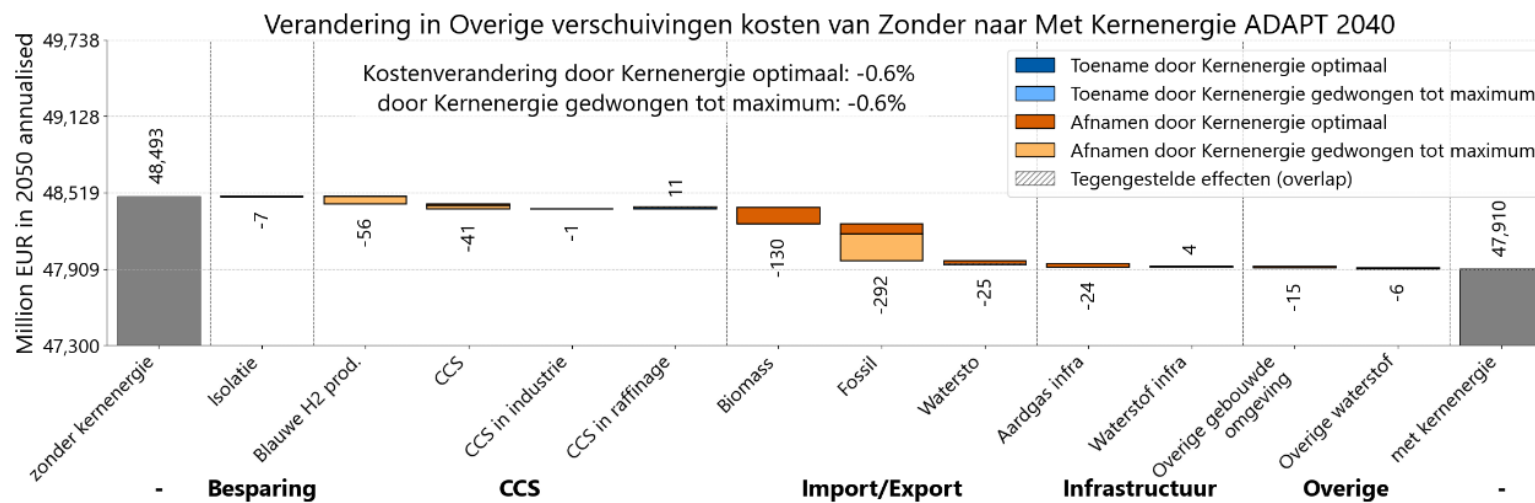


Figuur 3.1: Watervalgrafiek van de totale energiesysteemkosten Zonder naar Met Kernenergie ADAPT 2040

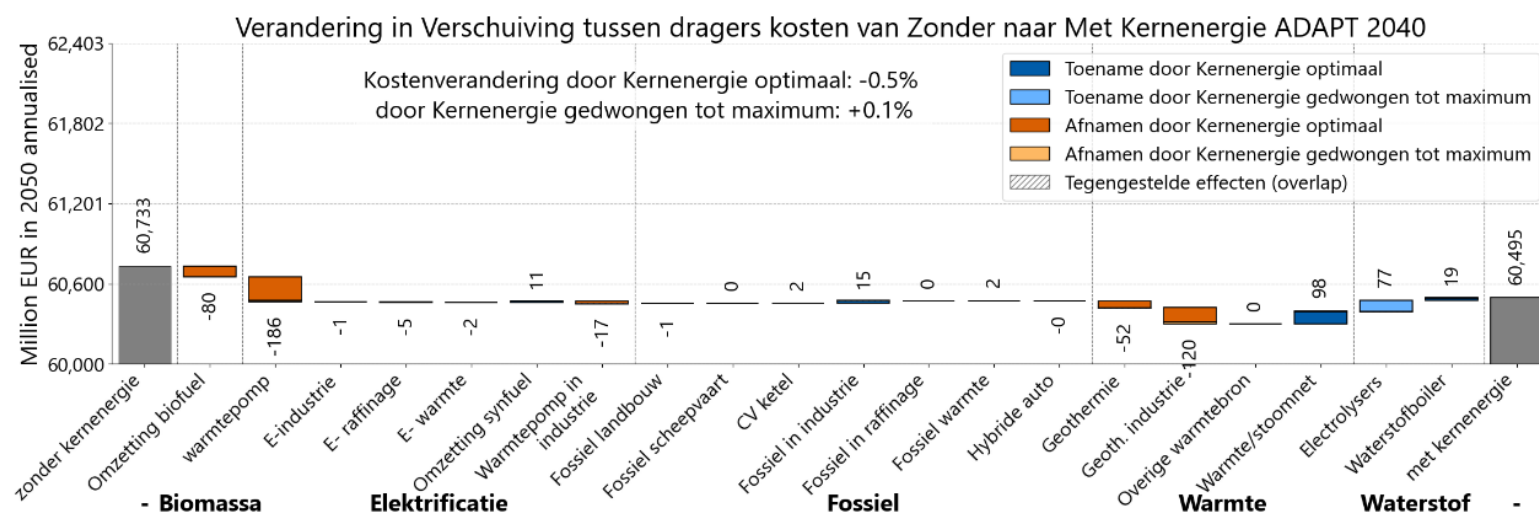
De kostenimpact wordt verdeeld in verandering door kernenergie optimaal (bereikt niet het maximale potentieel) en Kernenergie gedwongen tot max. Blauw: kostenstijging, oranje: kostendaling; strepen geven overlapping in stijging en daling aan bij een tegengesteld effect. Kosten uitgedrukt in EUR2024.



Figuur 3.2: Watervalgrafiek van 'Verschuiving binnen elektriciteitsketen Zonder naar Met Kernenergie ADAPT 2040'. De kostenimpact wordt verdeeld in verandering door kernenergie optimaal (bereikt niet het maximale potentieel) en Kernenergie gedwongen tot max. Blauw: kostenstijging, oranje: kostendaling; strepen geven overlapping in stijging en daling aan bij een tegengesteld effect. Kosten uitgedrukt in EUR2024

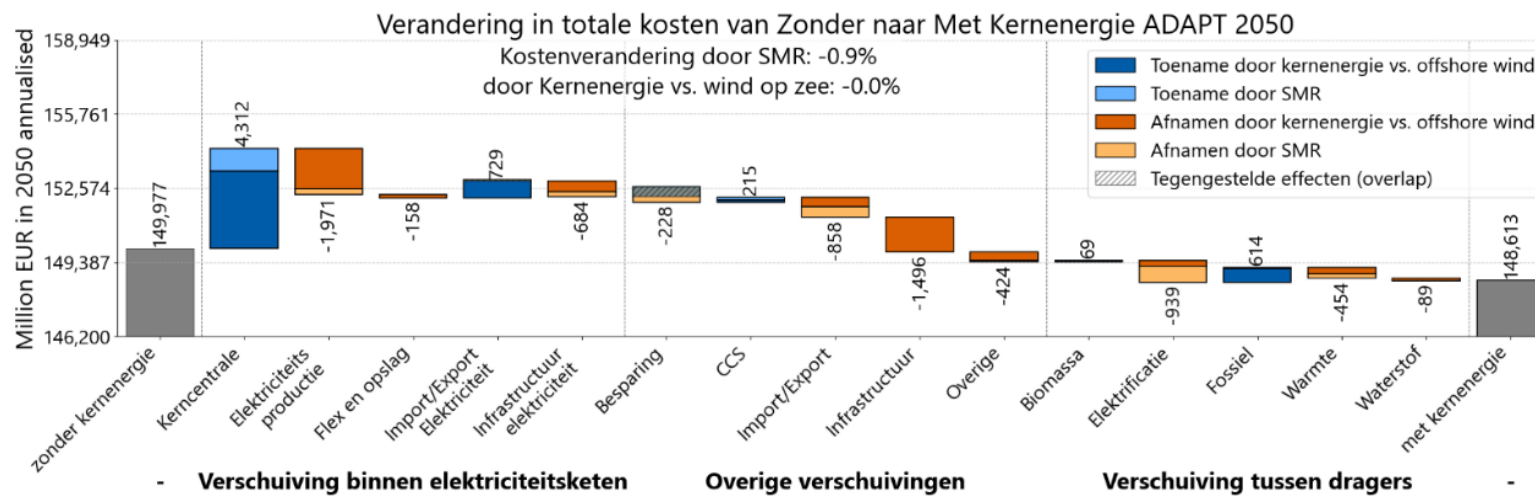


Figuur 3.3: Watervalgrafiek van 'Overige verschuivingen' kosten Zonder naar Met Kernenergie ADAPT 2040. De kostenimpact wordt verdeeld in verandering door kernenergie optimaal (bereikt niet het maximale potentieel) en Kernenergie gedwongen tot max. Blauw: kostenstijging, oranje: kostendaling; strepen geven overlapping in stijging en daling aan bij een tegengesteld effect. Kosten uitgedrukt in EUR2024.

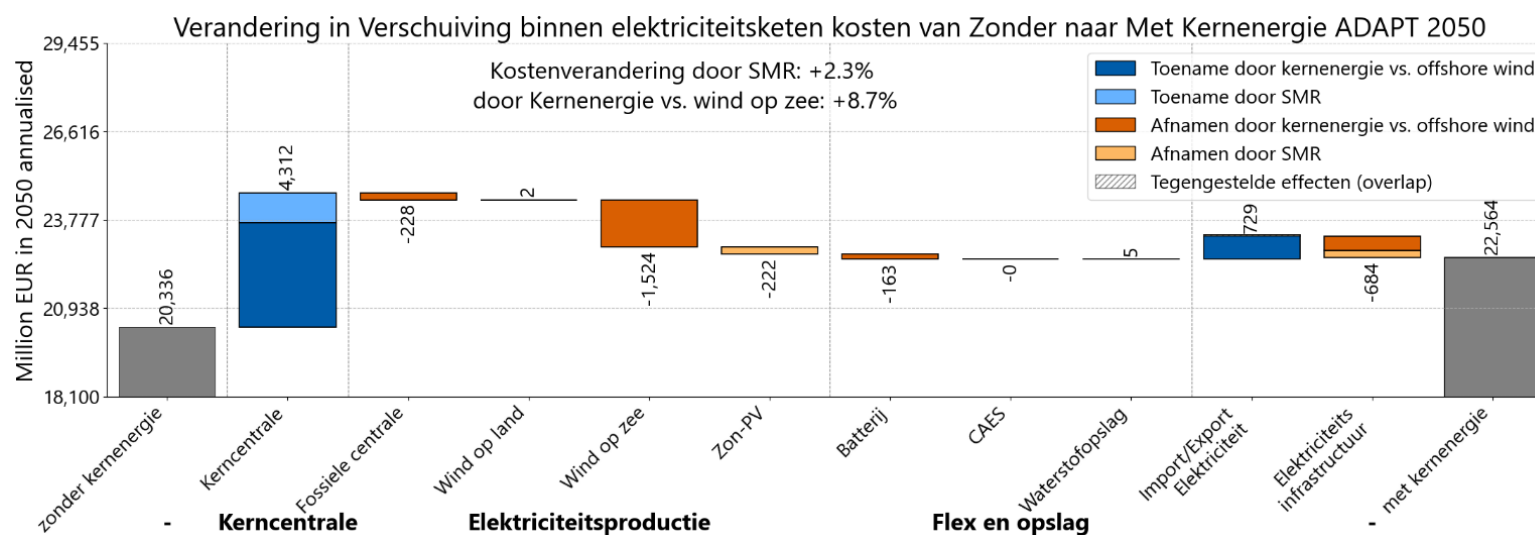


Figuur 3.4: Watervalgrafiek van 'Verschuiving tussen dragers' kosten Zonder naar Met Kernenergie ADAPT 2040. De kostenimpact wordt verdeeld in verandering door kernenergie optimaal (bereikt niet het maximale potentieel) en Kernenergie gedwongen tot max. Blauw: kostenstijging, oranje: kostendaling; strepen geven overlapping in stijging en daling aan bij een tegengesteld effect. Kosten uitgedrukt in EUR2024.

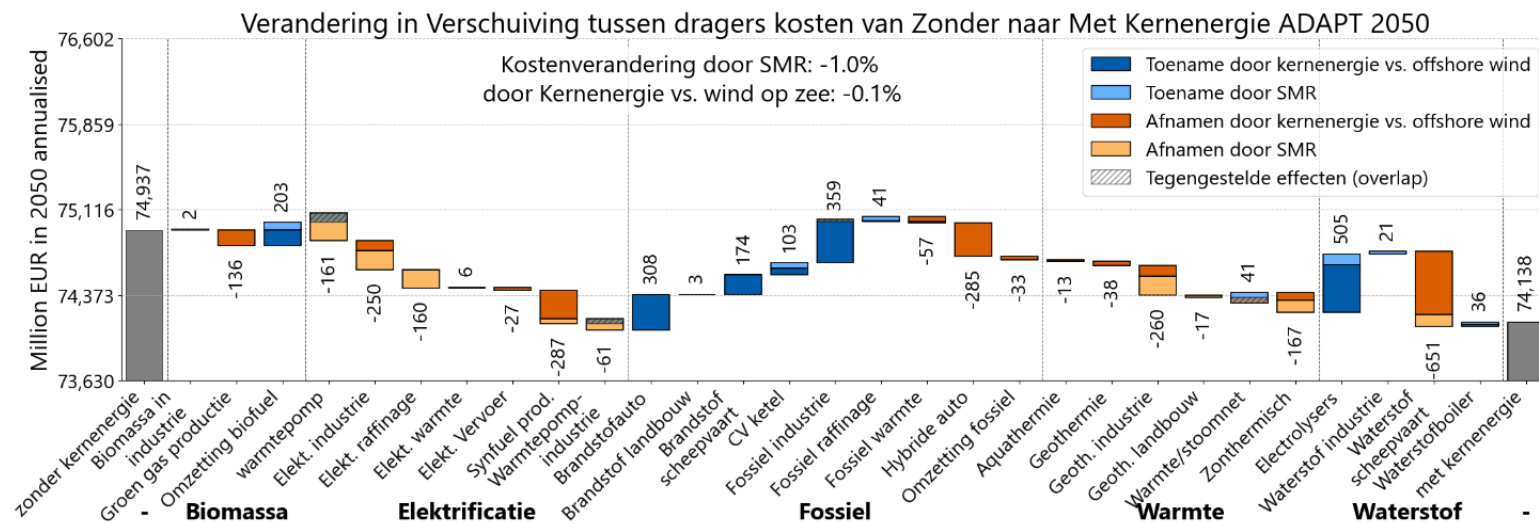
D.2 ADAPT 2050



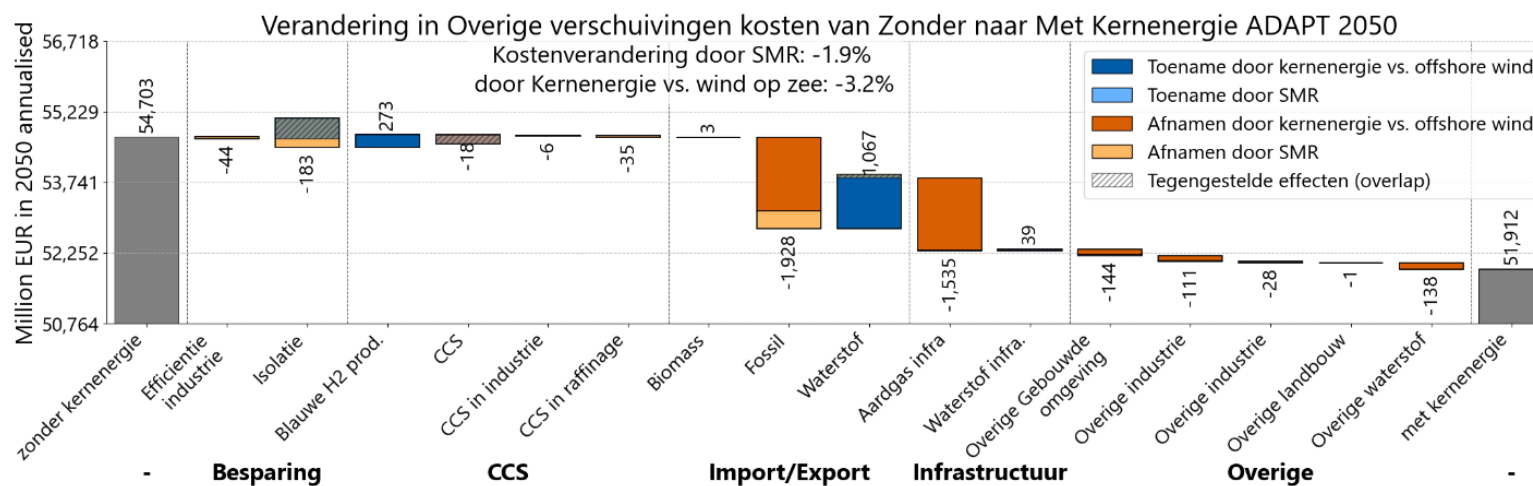
Figuur 3.5: Watervalgrafiek van totaal energiesysteemkosten Zonder naar Met Kernenergie ADAPT 2050. De kostenimpact wordt verdeeld in verandering door kernenergie vs offshore wind (direct competitie) en het toevoegen van SMR's (additionele productiecapaciteit). Blauw: kostenstijging, oranje: kostendaling; strepen geven overlapping in stijging en daling aan bij een tegengesteld effect. Kosten uitgedrukt in EUR2024.



Figuur 3.6: Watervalgrafiek van totaal 'Verschuiving binnen elektriciteitsketen' kosten Zonder naar Met Kernenergie ADAPT 2050. De kostenimpact wordt verdeeld in verandering door kernenergie vs offshore wind (direct competitie) en SMR inclusie. Blauw: kostenstijging, oranje: kostendaling; strepen geven overlapping in stijging en daling aan bij een tegengesteld effect. Kosten uitgedrukt in EUR2024.

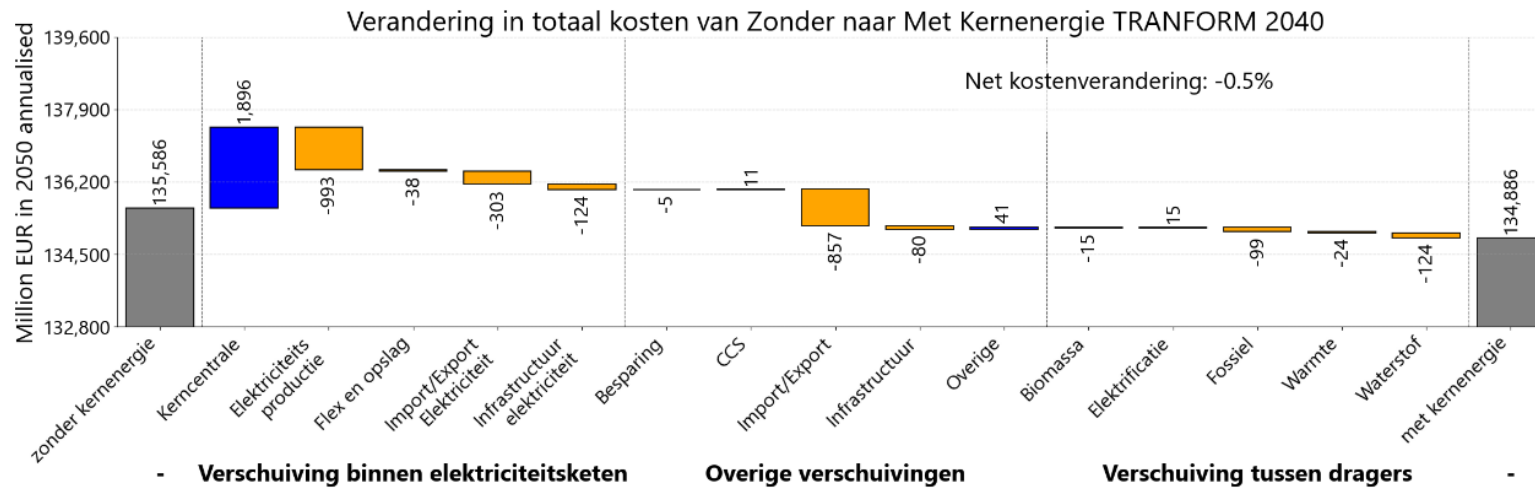


Figuur 3.7: Watervalgrafiek van totaal 'Verschuiving tussen dragers' kosten Zonder naar Met Kernenergie ADAPT 2050. De kostenimpact wordt verdeeld in verandering door kernenergie vs offshore wind (direct competitie) en SMR inclusie. Blauw: kostenstijging, oranje: kostendaling; strepen geven overlapping in stijging en daling aan bij een tegengesteld effect. Kosten uitgedrukt in EUR2024.

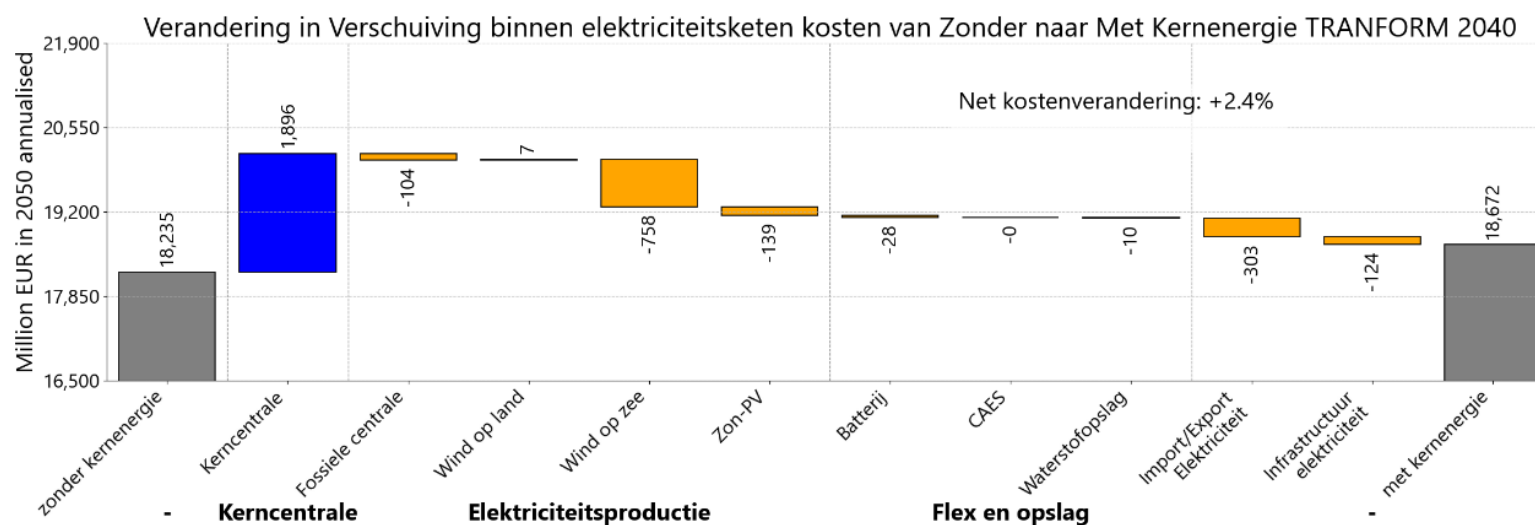


Figuur 3.8: Watervalgrafiek van totaal 'Overige verschuivingen' kosten Zonder naar Met Kernenergie ADAPT 2050. De kostenimpact wordt verdeeld in verandering door kernenergie vs offshore wind (direct competitie) en SMR inclusie. Blauw: kostenstijging, oranje: kostendaling; strepen geven overlapping in stijging en daling aan bij een tegengesteld effect. Kosten uitgedrukt in EUR2024.

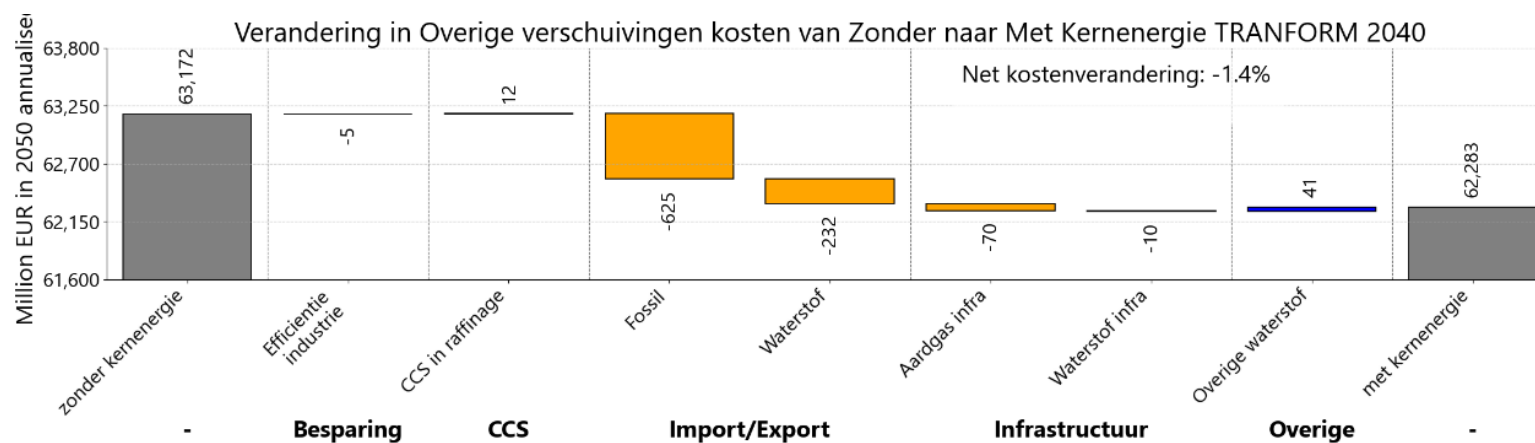
D.3 TRANSFORM 2040



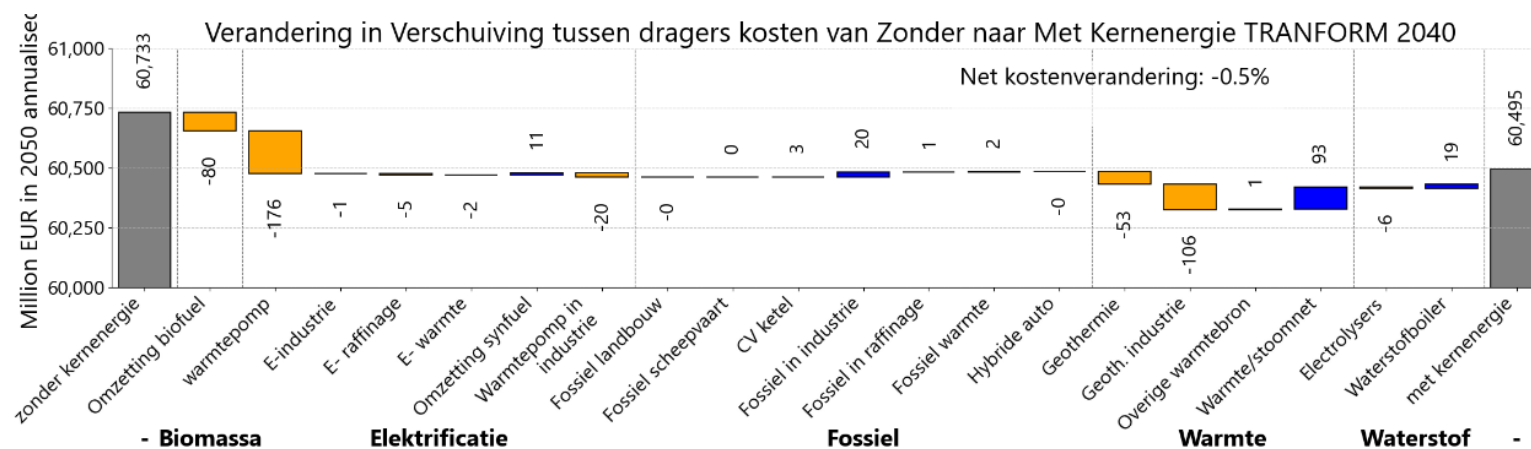
Figuur 3.9: Watervalgrafiek van totaal energiesysteemkosten Zonder naar Met Kernenergie TRANSFORM 2040. Blauw: kostenstijging, oranje: kostendaling; strepen geven overlapping in stijging en daling aan bij een tegengesteld effect. Kosten uitgedrukt in EUR2024.



Figuur 3.10: Watervalgrafiek van ‘Verschuiving binnen elektriciteitsketen’ Zonder naar Met Kernenergie TRANSFORM 2040. Blauw: kostenstijging, oranje: kostendaling; strepen geven overlapping in stijging en daling aan bij een tegengesteld effect. Kosten uitgedrukt in EUR2024.

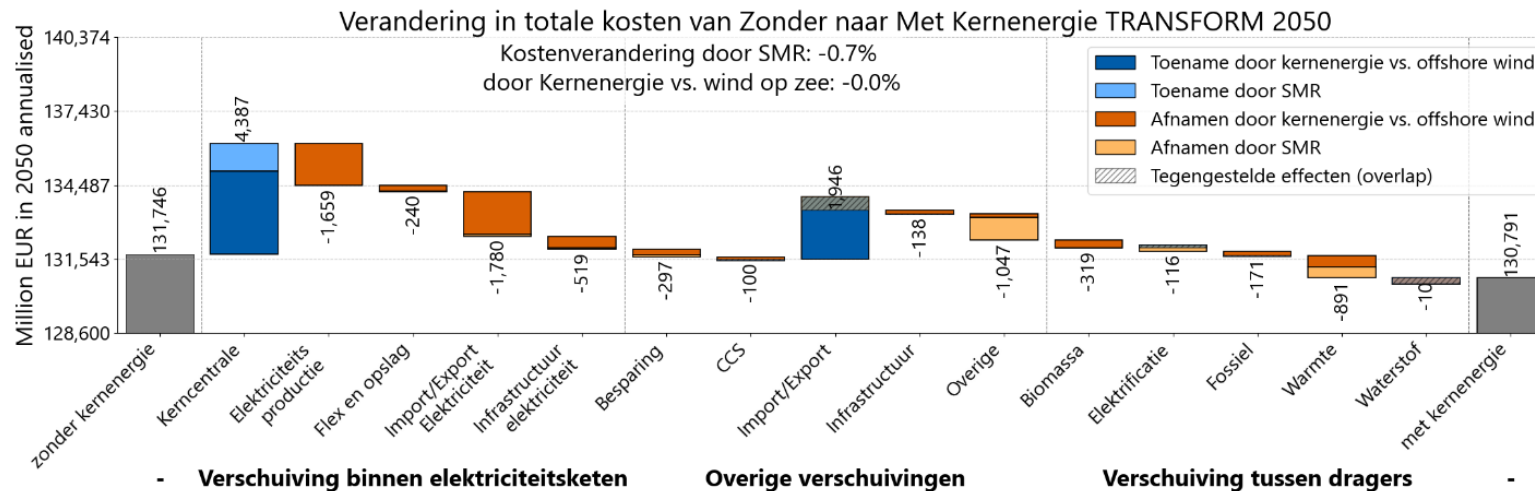


Figuur 3.11: Waterfall chart van 'Overige verschuivingen' kosten Zonder naar Met Kernenergie TRANSFORM 2040. Blauw: kostenstijging, oranje: kostendaling; strepen geven overlapping in stijging en daling aan bij een tegengesteld effect. Kosten uitgedrukt in EUR2024

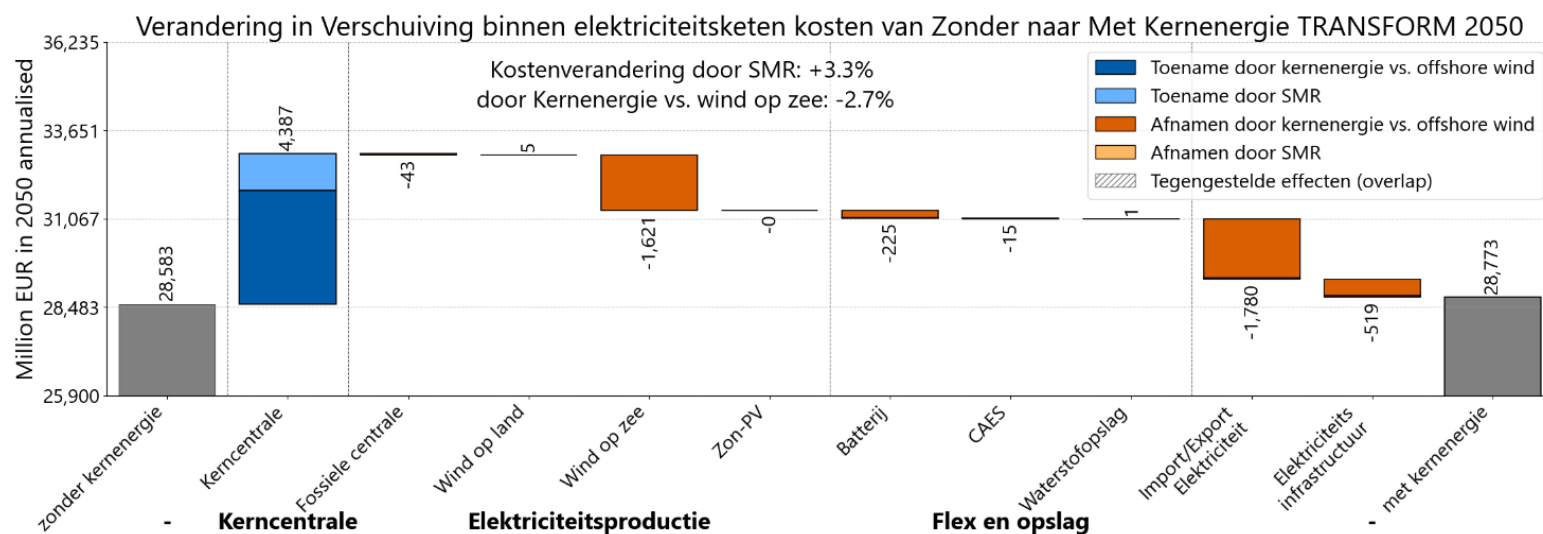


Figuur 3.12: Watervalgrafiek van ‘Verschuiving tussen dragers’ kosten Zonder naar Met Kernenergie TRANSFORM 2040. Blauw: kostenstijging, oranje: kostendaling; strepen geven overlapping in stijging en daling aan bij een tegengesteld effect. Kosten uitgedrukt in EUR2024.

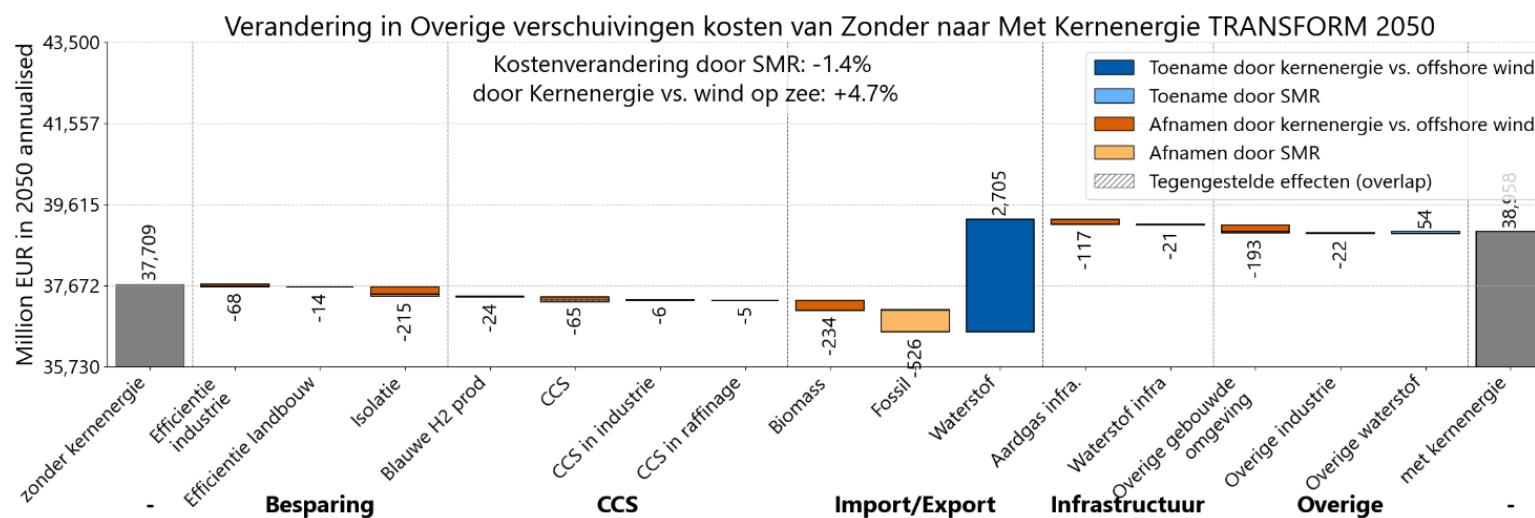
D.4 TRANSFORM 2050



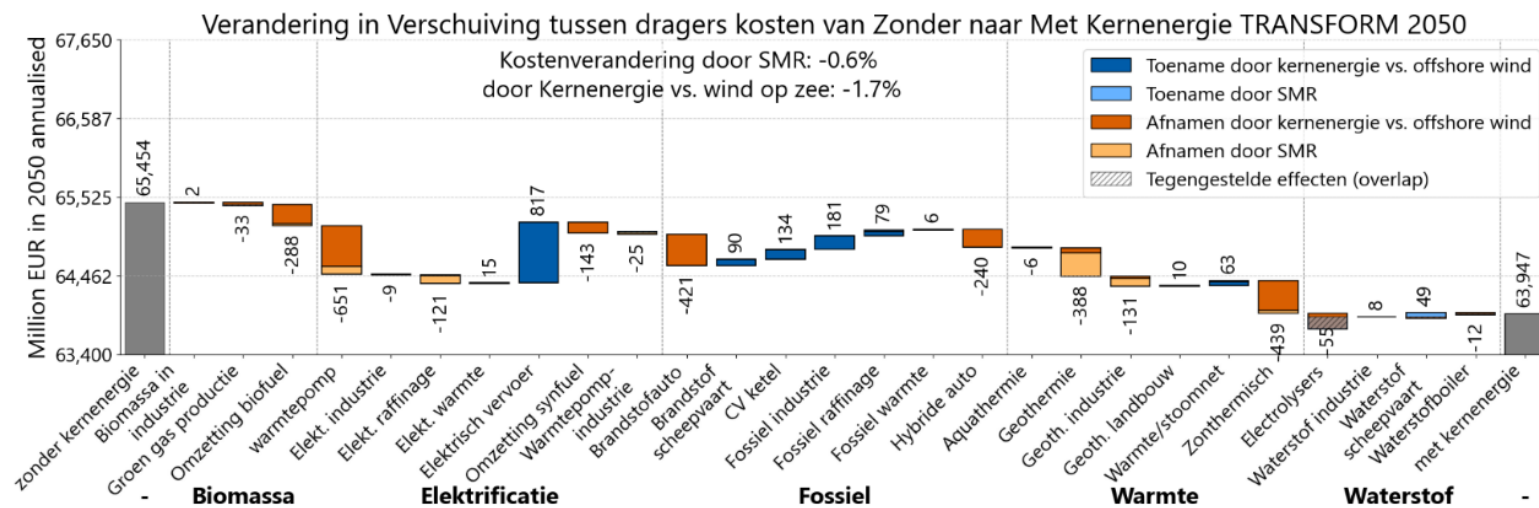
Figuur 3.13: Watervalgrafiek van de totale energiesysteemkosten Zonder naar Met Kernenergie TRANSFORM 2050. De kostenimpact wordt verdeeld in verandering door kernenergie vs offshore wind (direct competitie) en het toevoegen van SMR's (additionele productiecapaciteit). Blauw: kostenstijging, oranje: kostendaling; strepen geven overlapping in stijging en daling aan bij een tegengesteld effect. Kosten uitgedrukt in EUR2024.



Figuur 3.14: Watervalgrafiek van 'Verschuiving binnen elektriciteitsketen' Zonder naar Met Kernenergie TRANSFORM 2050. De kostenimpact wordt verdeeld in verandering door kernenergie vs offshore wind (direct competitie) en het toevoegen van SMR's (additionele productiecapaciteit). Blauw: kostenstijging, oranje: kostendaling; strepen geven overlapping in stijging en daling aan bij een tegengesteld effect. Kosten uitgedrukt in EUR2024

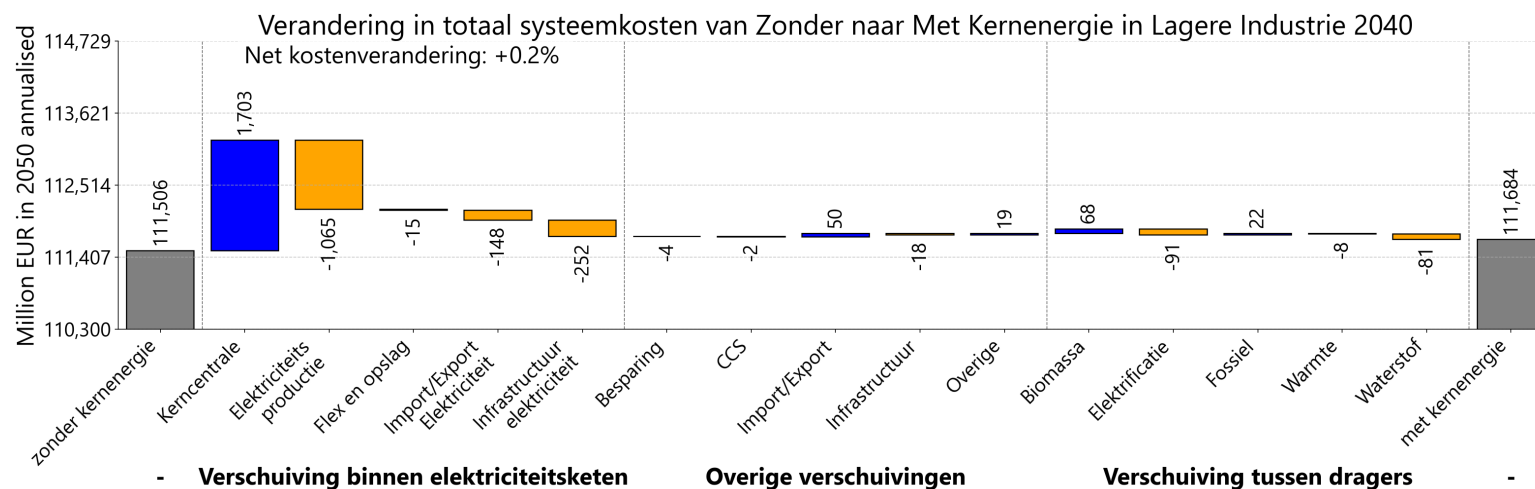


Figuur 3.15: Watervalgrafiek van 'Overige verschuivingen' kosten Zonder naar Met Kernenergie TRANSFORM 2050. De kostenimpact wordt verdeeld in verandering door kernenergie vs offshore wind (direct competitie) en het toevoegen van SMR's (additionele productiecapaciteit). Blauw: kostenstijging, oranje: kostendaling; strepen geven overlapping in stijging en daling aan bij een tegengesteld effect. Kosten uitgedrukt in EUR2024

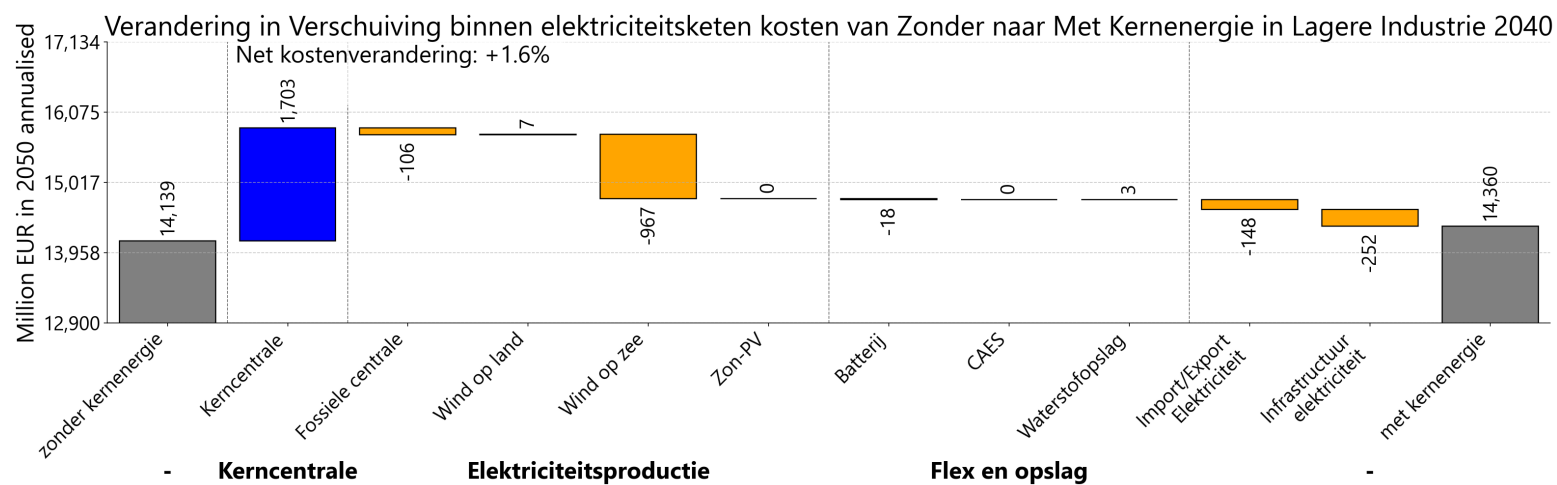


Figuur 3.16: Watervalgrafiek van 'Verschuiving tussen dragers' kosten Zonder naar Met Kernenergie TRANSFORM 2050. De kostenimpact wordt verdeeld in verandering door kernenergie vs offshore wind (direct competitie) en het toevoegen van SMR's (additionele productiecapaciteit). Blauw: kostenstijging, oranje: kostendaling; strepen geven overlapping in stijging en daling aan bij een tegengesteld effect. Kosten uitgedrukt in EUR2024.

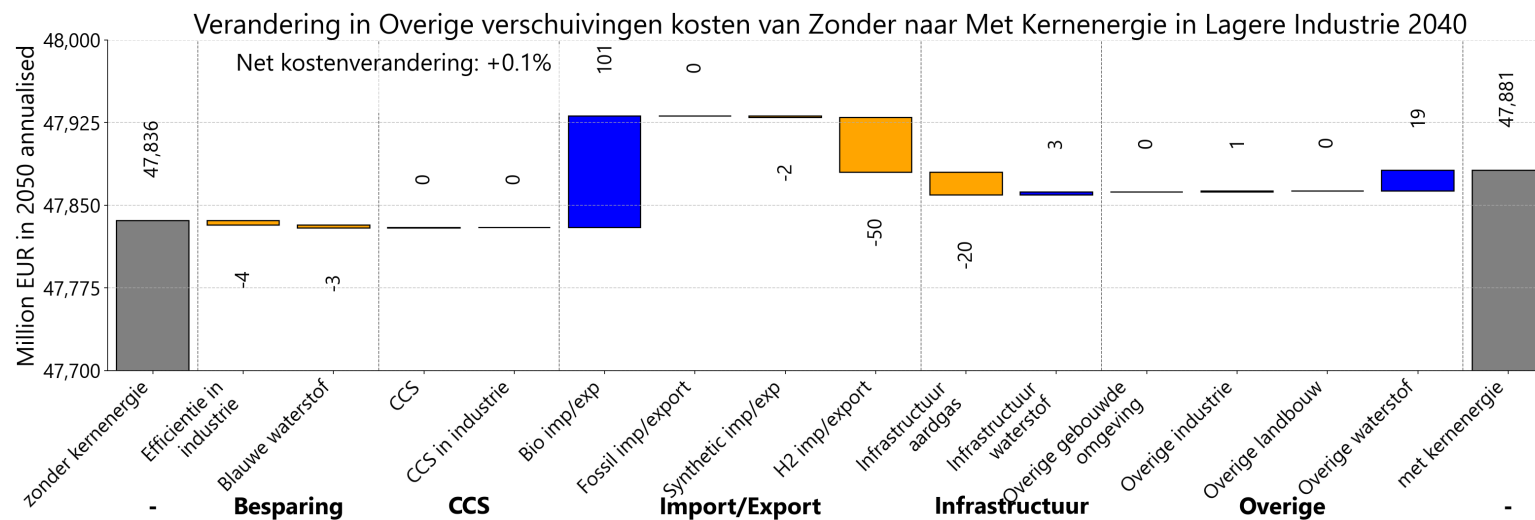
D.5 TRANSFORM – Minder competitief & import – 2040



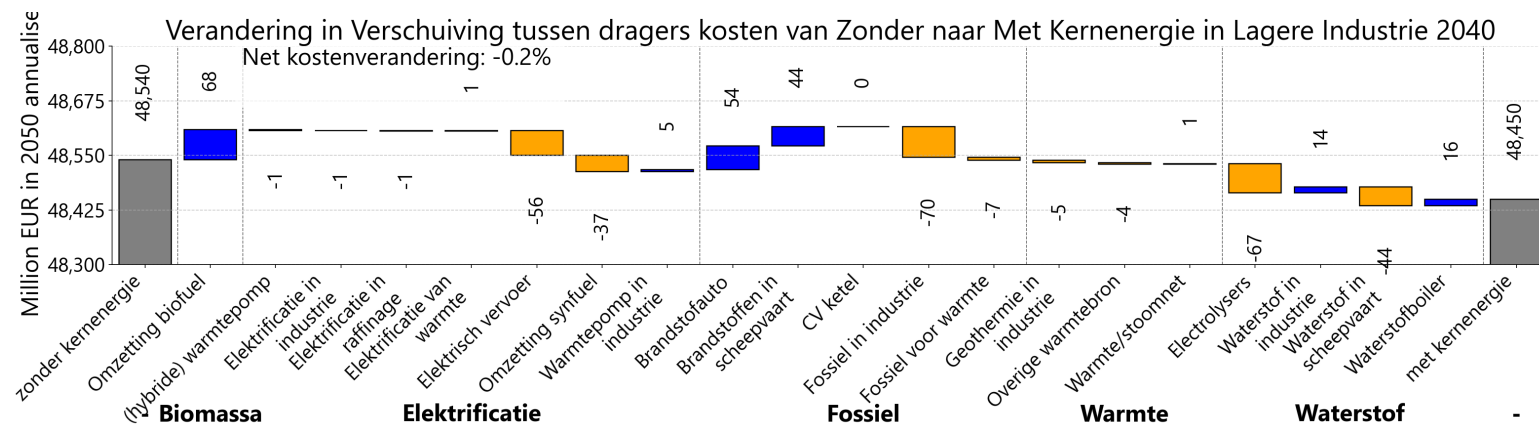
Figuur 3.17: Watervalgrafiek van totaal energiesysteemkosten Zonder naar Met Kernenergie TRANSFORM Minder Competitief & Import 2040. Blauw: kostenstijging, oranje: kostendaling. Kosten uitgedrukt in EUR2024.



Figuur 3.18: Watervalgrafiek van 'Verschuiving binnen elektriciteitsketen' kosten Zonder naar Met Kernenergie Lagere Industrie 2040. Blauw: kostenstijging, oranje: kostendaling. Kosten uitgedrukt in EUR2024.

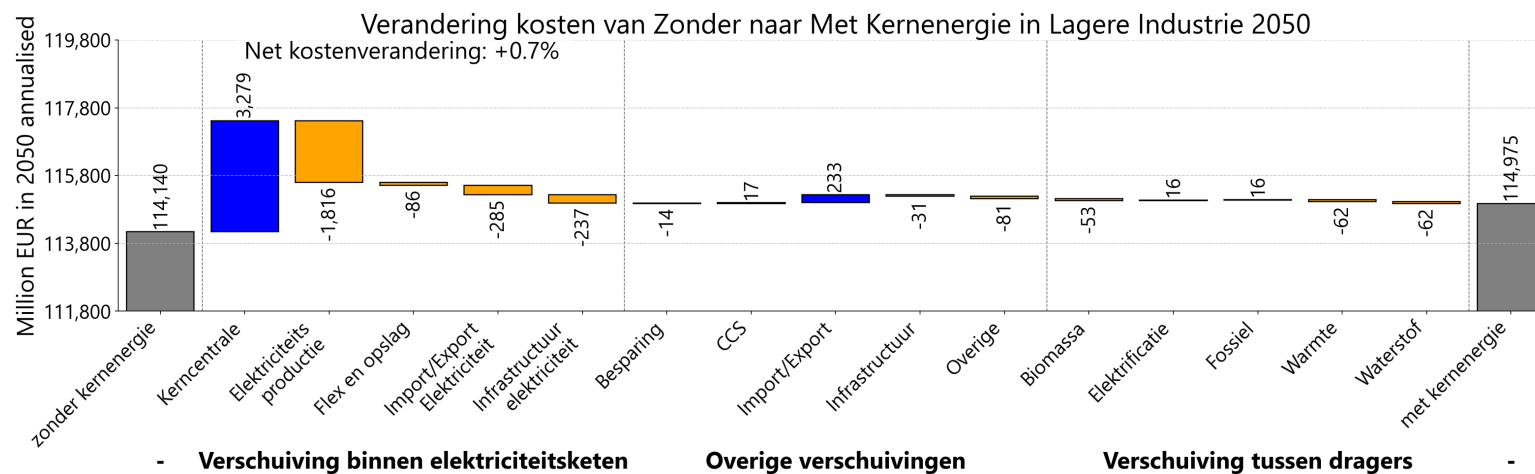


Figuur 3.19: Watervalgrafiek van 'Overige verschuivingen' kosten Zonder naar Met Kernenergie Lagere Industrie 2040. Blauw: kostenstijging, oranje: kostendaling. Kosten uitgedrukt in EUR2024.

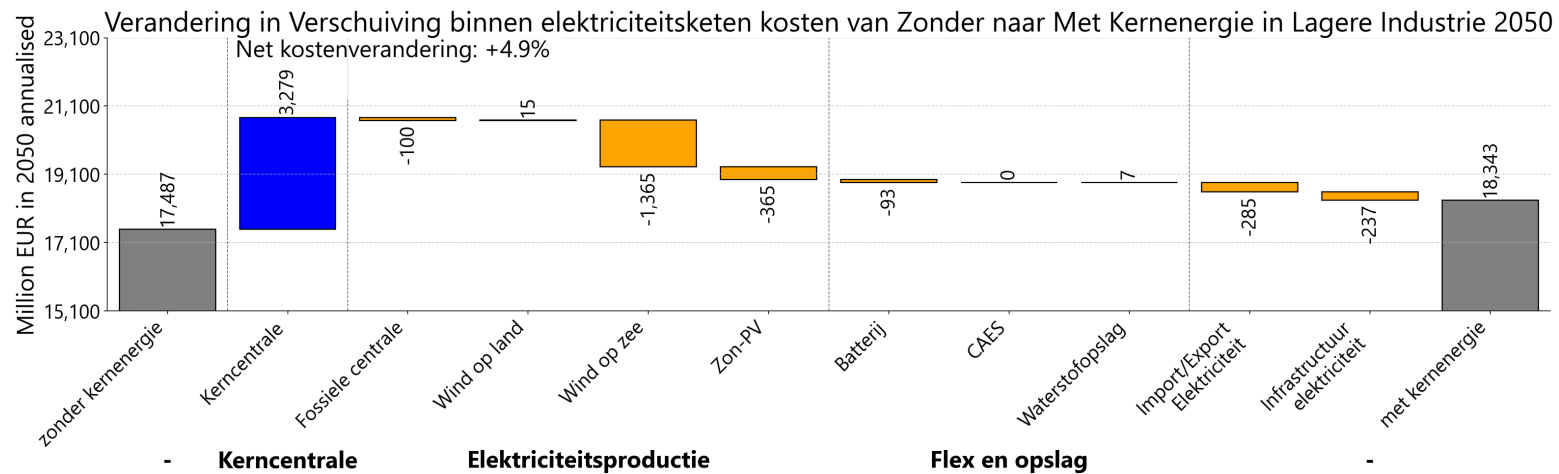


Figuur 3.20: Watervalgrafiek van 'Verschuiving tussen dragers' kosten Zonder naar Met Kernenergie Lagere Industrie 2040. Blauw: kostenstijging, oranje: kostendaling.

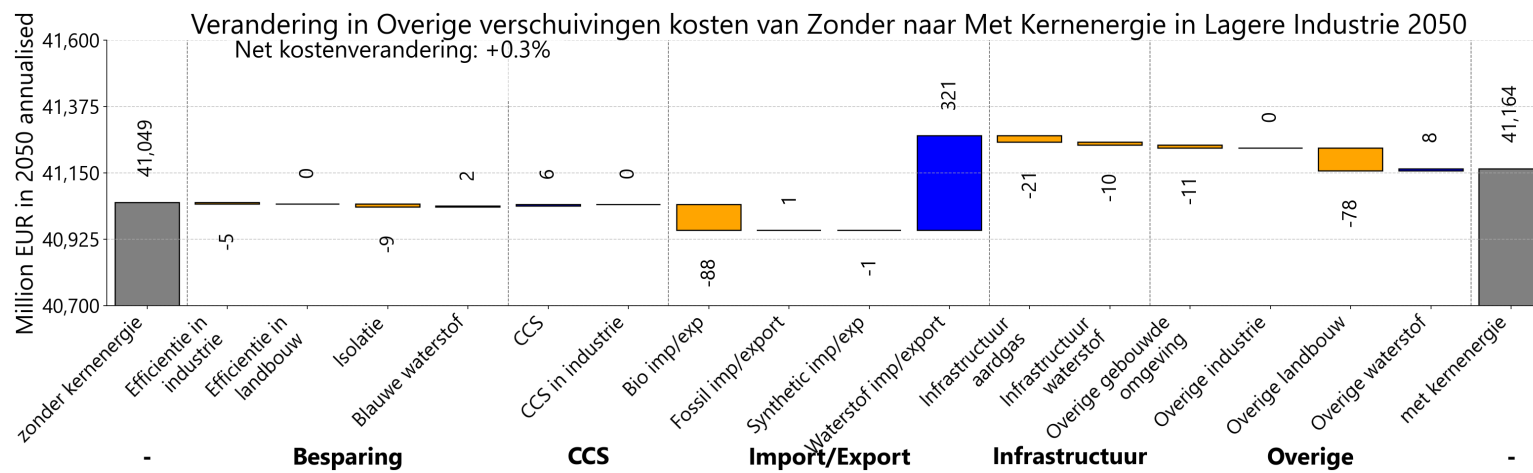
D.6 TRANSFORM – Minder competitief & import – 2050



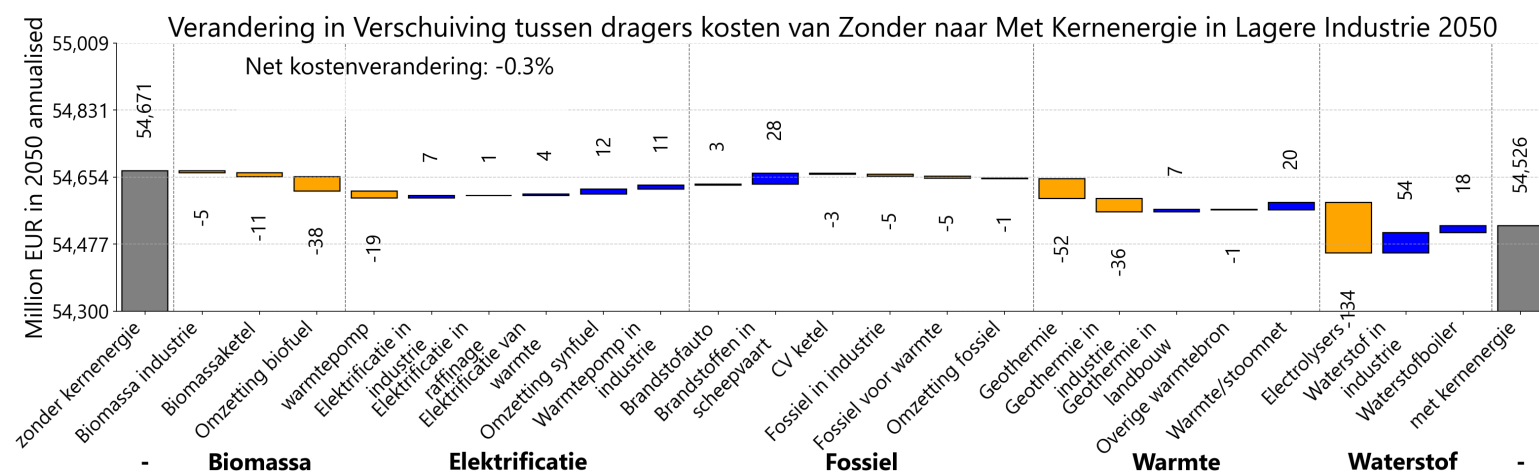
Figuur 3.21: Watervalgrafiek van totaal energiesysteemkosten Zonder naar Met Kernenergie Lagere Industrie 2050. Blauw: kostenstijging, oranje: kostendaling. Kosten uitgedrukt in EUR2024.



Figuur 3.22: Watervalgrafiek van 'Verschuiving binnen elektriciteitsketen' kosten Zonder naar Met Kernenergie Lagere Industrie 2050. Blauw: kostenstijging, oranje: kostendaling. Kosten uitgedrukt in EUR2024.



Figuur 3.23: Watervalgrafiek van 'Overige verschuivingen' kosten Zonder naar Met Kernenergie Lagere Industrie 2050. Blauw: kostenstijging, oranje: kostendaling. Kosten uitgedrukt in EUR2024.



Figuur 3.24: Watervalgrafiek van 'Verschuiving tussen dragers' kosten Zonder naar Met Kernenergie Lagere Industrie 2050. Blauw: kostenstijging, oranje: kostendaling. Kosten uitgedrukt in EUR2024.

Energy & Materials Transition

Radarweg 60
1043 NT Amsterdam
www.tno.nl

Aan de Minister van Klimaat en Groene Groei

4/10/25

**Directoraat-generaal Klimaat
en Energie**

Programmadirectie Kernenergie

Auteur

[Redacted]

TER BESLISSING

Datum

22 september 2025

Kenmerk

DGKE-PK / 101303116

RT 0000118039

Bijlage(n)

27

nota

TER BESLISSING

Voortgangsbrief nieuwbouw kernenergie,
oprichting beleidsdeelneming, SMR-strategie en
wijziging Kernenergiewet

Parafenroute

[Redacted signature lines]

Aanleiding

Op vier verschillende onderwerpen in relatie tot kernenergie is voortgang te melden aan de Eerste en Tweede Kamer:

- U stuurt periodiek voortgangsbrieven over de nieuwbouw van kerncentrales en in uw vorige voortgangsbrief heeft u toegezegd om na de zomer een nieuwe brief te sturen over de contouren van het Government Support Package (GSP);
- Als belangrijke vervolgstap om tot de bouw van nieuwe kerncentrales te komen is een oprichtingsvoorstel voor een beleidsdeelneming uitgewerkt, die opdrachtgever van de bouw en de *owner/operator* moet worden van de nieuw te bouwen kerncentrales;
- Als vervolg op de programma-aanpak voor SMR's uit maart 2024 en naar aanleiding van de motie Erkens en Bontenbal heeft het kabinet een SMR-strategie opgesteld; en;
- Zoals opgenomen in het Regeerprogramma van het kabinet Schoof is er een wetsvoorstel voor wijziging van de Kernenergiewet uitgewerkt ten behoeve van de juridische randvoorwaarden voor de bedrijfsduurverlenging van de bestaande kerncentrale in Borssele.

Geadviseerd besluit

U wordt geadviseerd om de volgende aanbiedingsformulieren voor agendering van de onderwerpen in de RFL van 14 en Ministerraad van 17 oktober te ondertekenen:

1. Aanbiedingsformulier Voortgangsbrief nieuwbouw kernenergie;
2. Aanbiedingsformulier Voorhang oprichting beleidsdeelneming;
3. Aanbiedingsformulier SMR-strategie;
4. Aanbiedingsformulier Wijzigingsvoorstel Kernenergiewet.

U wordt tevens geadviseerd om, onder voorbehoud van besluitvorming in de Ministerraad van 17 oktober, de volgende stukken te ondertekenen:

1. Brief aan beide Kamers met de titel Voortgangsbrief nieuwbouw kernenergie;
2. Brief aan beide Kamers over de SMR-strategie;
3. Memorie van Toelichting Kernenergiewet en Voorstel van Wet: Wijziging van de Kernenergiewet ten behoeve van bedrijfsduurverlenging van kerncentrale Borssele;
4. Brief aan beide Kamers over de oprichting van deelneming Nucleaire Energie Organisatie Nederland B.V. (NEO NL B.V.) ('voorhang').

Kernpunten

Voortgangsbrief nieuwbouw kernenergie

- In de voortgangsbrief van 16 mei 2025 kondigde u aan om na de zomer een brief te versturen over de nadere uitwerking van het GSP;
- In deze brief staat dat het kabinet het GSP verder uitwerkt met varianten die uitgaan van volledig publieke financiering, ter onderbouwing van deze keuze wordt het rapport 'Project split' van KPMG gepubliceerd;
- Als bijlage bij de brief wordt het TNO-rapport 'Systeemkostenanalyse kernenergie' gepubliceerd, waarin op basis van verschillende scenario's voor het energiesysteem in 2050 de systeemkosten zijn geanalyseerd;
- Met de brief wordt daarnaast de milieuimpactanalyse 'Kernenergie in de mix' van Pondera en CE Delft gepubliceerd;
- Ten aanzien van de inkoopprocedure worden in de brief op hoofdlijnen de fasering en de samenhang met andere werksporen toegelicht;
- In de brief geeft u een appreciatie van het tweede advies van de gebiedsverbinder kernenergie in Zeeland en licht u de voortgang op het traject om te komen tot een Rijk-Regiopakket toe.
- U kondigt een volgende brief aan waarin de voortgang op de inkoopprocedure, de oprichting van beleidsdeelneming NEO NL, het staatssteuntraject bij de Europese Commissie en de onderzoeken ter voorbereiding van de voorkeursbeslissing voor de locatie centraal staan.

Oprichting beleidsdeelneming kernenergie

- Er is een bedrijf nodig dat opdrachtgever van de bouw is en 'Owner/Operator' van de kerncentrales wordt. Dit wordt de 100% beleidsdeelneming NEO NL B.V.
- Op 16 juli hebt u de Algemene Rekenkamer (ARK) over de plannen geïnformeerd. De ARK heeft in haar reactie aandachtspunten meegegeven, waarop wordt gereageerd in de bijlage van de Kamerbrief.
- De volgende wettelijk voorgeschreven stap in de oprichting is het voorhangen aan beide Kamers. Ten opzichte van de conceptbrief die u eerder hebt geaccordeerd is uw reactie op de brief van de Algemene Rekenkamer toegevoegd.
- De brief is zonder commentaar door de ACKE geaccordeerd.
- Om het voorstel over de oprichting goed toe te lichten gaat er een pakket bijlagen mee naar beide Kamers:
 - Governanceplan
 - Concept Statuten
 - Reactie van de Algemene Rekenkamer
 - Vier financieringsdocumenten:

- Concept Kapitaalstortingsovereenkomst
 - Concept-Subsidieaanvraag van NEO NL B.V.
 - Concept Subsidiebeschikking
 - Concept Leningsovereenkomst.
- De financieringsdocumenten worden ter notificatie van staatssteun bij de Europese Commissie ingediend. We verwachten goedkeuring eind 2025.
- NEO NL B.V. is binnen het ministerie in opbouw en zal na oprichting (streven februari 2026) als zelfstandige rechtspersoon verder gaan.

SMR-strategie

- Begin september heeft u akkoord gegeven op de SMR-strategie, die richting geeft op 1) de verdeling van bevoegd gezag (<500 MW provincies); 2) ruimtelijk beleid (aansluiten bij bestaande eisen en gezamenlijk verder uitwerken); 3) financiering en ondersteuning (onderzoeken instrument tot 20 miljoen voor initiatieven, en ondersteuning voor medeoverheden in overstemming met wet- en regelgeving, waaronder staatssteunregels). Daarnaast wordt er verder gegaan met het versterken van het nucleaire ecosysteem.
- De gewenste verdeling van de besluitvorming kan wettelijk worden geborgd door SMR's toe te voegen aan de energieprojecten waarvoor op grond van de Energiewet een provinciaal of nationaal projectbesluit moet worden genomen. Hiervoor is een nog nader uit te werken wetswijziging noodzakelijk.
- Aan het voorstel bevoegd gezag is toegevoegd dat het kabinet wil dat bij een eerste realisatie van een SMR-project in Nederland de Rijksoverheid de regie neemt, ongeacht grootte of toepassing, door het nemen van een projectbesluit.
- De strategie is interbestuurlijk afgestemd met de Unie van Waterschappen, NetbeheerNL, VNG, IPO. Interdepartementaal is het afgestemd met VRO, IenW/ANVS, Financiën.

Wijziging Kernenergiewet

- Met het wetsvoorstel krijgt de vergunninghouder van de kerncentrale Borssele de mogelijkheid om een aanvraag te doen bij de Autoriteit Nucleaire Veiligheid en Stralingsbescherming (hierna: ANVS) voor de vergunning om het vrijmaken van kernenergie in de kerncentrale Borssele voort te kunnen zetten na 2033. Ook maakt deze wetswijziging het voor de ANVS mogelijk om een eventuele aanvraag in behandeling te nemen.

Toelichting

Wijziging Kernenergiewet

- Op 27 augustus jl. heeft de Raad van State advies uitgebracht over de Wijziging van de Kernenergiewet ten behoeve van bedrijfsduurverlenging van kerncentrale Borssele.
- De Raad heeft één opmerking over de memorie van toelichting en adviseert daarmee rekening te houden voordat het wetsvoorstel bij de Tweede Kamer wordt ingediend (een zogenoemd dictum b).
- De opmerking ziet op het convenant Kerncentrale Borssele en adviseert om in de toelichting duidelijkheid te bieden over aanpassing van het convenant en over het aan de KCB na 2033 te stellen veiligheidsniveau.

- De opmerking is verwerkt in de memorie van toelichting en het nader rapport is overeenkomstig opgesteld. Gezien de aard van het advies, zijn er geen grote wijzigingen.
- In de ACKE van 26 september jl. zijn er geen opmerkingen over het wetsvoorstel gemaakt.
- De stukken zijn door Staatssecretaris van IenW geaccordeerd om mede namens hem de stukken te agenderen in de RFL, de MR en vervolgens aanbieding aan de Tweede Kamer. Dit vanwege zijn verantwoordelijkheid voor nucleaire veiligheid.