



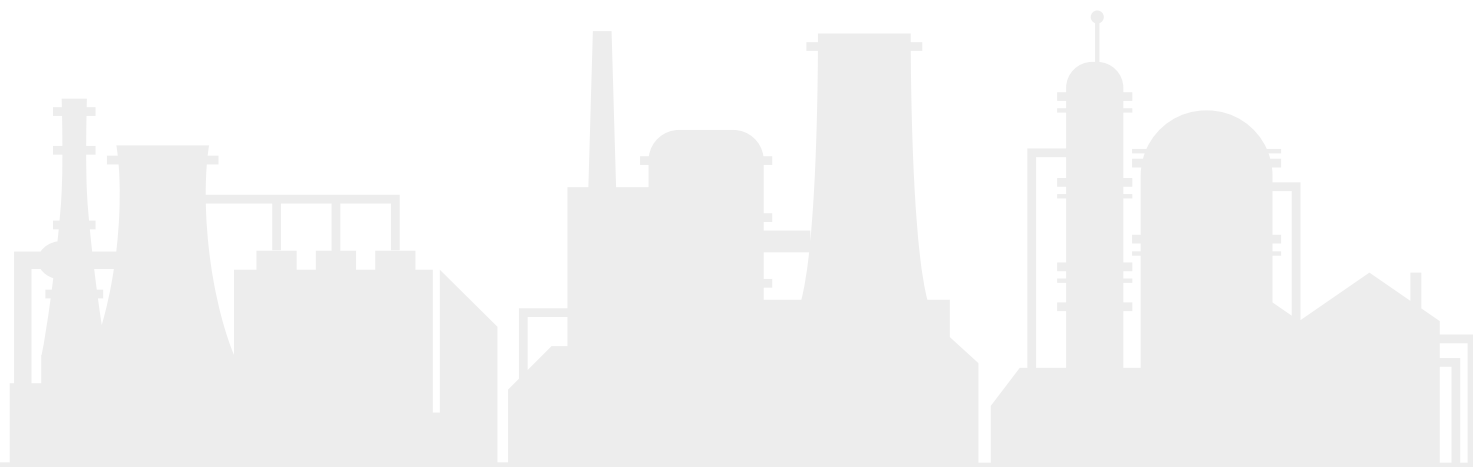
Elektrificatie: cruciaal voor een duurzame industrie

Routekaart Elektrificatie in de Industrie



Elektrificatie: cruciaal voor een duurzame industrie

Routekaart Elektrificatie in de Industrie





Voorwoord

In het Klimaatakkoord van 2019 werd elektrificatie benoemd als een belangrijke optie voor CO₂-emissiereductie van de industrie in 2030. Op dat moment was nog niet voldoende duidelijk wat de implicaties zouden zijn voor de hernieuwbare energieproductie. Daarom is afgesproken dat in 2021 wordt bezien of opschaling van de ambitie voor de hernieuwbare-energieproductie nodig om de industrie te voorzien. Dit heeft geleid tot het advies van de Stuurgroep Extra Opgave, waaraan vanuit deze routekaart is bijgedragen met tussentijdse inzichten. Daarnaast hebben de Uitvoeringstafels Industrie en Elektriciteit van het Klimaatakkoord behoefte aan onderbouwing van de rol die elektrificatie gaat spelen richting 2050, en welke randvoorwaarden hiervoor nodig zijn. De cross-sectorale werkgroep Power-to-Industry geeft invulling aan dit vraagstuk.

Deze routekaart werd op verzoek van de werkgroep Power-to-Industry opgesteld door TKI Energie en Industrie, samen met TNO, DNV en MSG Sustainable Strategies. De opstellers hebben dankbaar gebruik gemaakt van de inzichten van de leden van deze werkgroep.

De routekaart heeft de volgende opbouw:

Hoofdstuk 1 vormt de routekaart en schetst de belangrijkste stappen om grootschalige elektrificatie van de industrie te realiseren. De volgende hoofdstukken bieden de onderbouwing bij de bevindingen van de routekaart en geven toelichting op het achterliggende proces.

Hoofdstuk 2 tekent het technisch potentieel uit voor elektrificatie in de industrie met twee uitersten, maximale inzet op directe en op indirecte elektrificatie, in 2030, 2040 en 2050. Er wordt onderscheid gemaakt tussen elektrificatie van de huidige industrie, verdeeld naar clusters en sectoren, en de elektriciteitsvraag van nieuwe industrie. Voor de ontwikkelingen richting 2050 is de het tempo van ontwikkeling van technologie, en de invloed van alternatieve opties voor CO₂-emissiereductie meegenomen.

Hoofdstuk 3 laat de gevolgen zien van industriële elektrificatie voor de opwek en infrastructuur, en de invloed daarvan op de realisatie van het technisch potentieel voor elektrificatie. Dit hoofdstuk illustreert de verschillende systeemuitdagingen en optimalisatiemogelijkheden.

Hoofdstuk 4 beschrijft beleidsdoelen en instrumenten voor industriële elektrificatie en de financiële en operationele randvoorwaarden voor bedrijven. Daarbij wordt onderscheid gemaakt tussen aanpassingen die nodig zijn om elektrificatie op korte termijn mogelijk te maken en aanbevelingen voor middellange termijn.

Hoofdstuk 5 onderbouwt de aanbevelingen op het gebied van innovatie, en beschrijft de noodzakelijke ondersteuning voor opschaling en integratie van technologie die mede bepalend zal zijn voor de snelheid van implementatie.

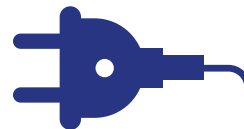


Naam	Organisatie	Rol
Sebastiaan Hers Carina Oliveira Machado dos Santos Sam Lamboo Ton van Dril	TNO	Analyse vraagpotentieel, Instrumenten, redactie
Jillis Raadschelders Wim Mallon Mats de Ronde Chris Goemans	DNV	Analyse opwek en infrastructuur
Ivo de Klerk Sanne Tonneijck	MSG Sustainable Strategies	Tekstredactie
Harry van Dijk Rob Kreiter Antonie de Haas Andreas ten Cate	TKI Energie en Industrie	Eindverantwoordelijke



Routekaart Elektrificatie

op weg naar een duurzame industrie in 2050



80-130 TWh
ENERGIEBEHOEFTE

om de Nederlandse industrie in 2050 grotendeels op elektrische energie te laten draaien

MINIMAAL
60%

VAN DE TOTALE BEHOEFTE
van de industrie bestaat uit elektrificatie in 2050

3 - 4 x

MEER ELEKTRICITEIT
heeft de industrie in 2050 nodig dan haar huidige elektriciteitsvraag

26 - 46 GW

EXTRA UIT WIND OP ZEE
is nodig om aan de grotere elektriciteitsvraag te kunnen voldoen

TOT
2030

AAN DE SLAG
met e-boilers, elektrische aandrijvingen, warmtepompen en innovaties die na 2030 nodig zijn

De Nederlandse industrie draait van oudsher op een combinatie van aardgas en grote hoeveelheden restgassen. Om de industrie te verduurzamen en de CO₂-uitstoot volgens de doelstellingen van het Klimaatakkoord terug te brengen, zijn flinke stappen nodig. Stappen die het huidige systeem in 30 jaar tijd moeten transformeren tot een nieuwe way of working. Eén van de opties met grote impact is elektrificatie van de industrie. De Routekaart Elektrificatie heeft tot in detail berekend en uitgestippeld wat de meest kansrijke route is tot 2030 en 2050.



Van oudsher:
aardgas en restgassen



Noodzaak:
in 30 jaar tijd transformatie om industrie te verduurzamen



Optie:
elektrificatie van de industrie



Routekaart Elektrificatie:
kansrijke route naar 2030 en 2050

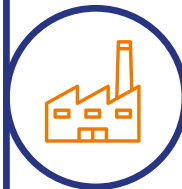
"Het technisch potentieel voor industriële elektrificatie in Nederland is hoog"



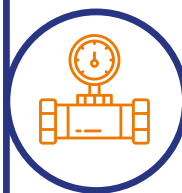
Stappenplan



Stel heldere beleidsdoelen en maak de instrumenten passend voor industriële elektrificatie.



Ontwikkel opwek en flexibiliteit, in samenhang met de industriële vraag.



Versnel de opschaling van de transportinfrastructuur.



Ontwikkel een programmatische aanpak van innovaties en kennisverspreiding.

De Routekaart Elektrificatie is ontwikkeld op verzoek van de Werkgroep Power-to-Industry in opdracht van de Uitvoeringstafels Industrie en Elektriciteit onder het Klimaatakkoord.

Samenvatting

Routekaart Elektrificatie in de industrie

Potentieel van elektrificatie in de industrie

Opwek en infrastructuur

Beleid en instrumenten

**Programmatische aanpak van innovaties
en kennisverspreiding**

Bijlagen

Samenvatting

De Nederlandse industrie is op weg om klimaatneutraal te zijn in 2050. Elektrificatie in de industrie gaat hierbij een belangrijke rol spelen. Deze routekaart laat zien hoe Nederland gebruik kan maken van zijn unieke positie om grootschalig te elektrificeren in de industrie. Voor 2050 zal dan 80 tot 130 TWh aan industriële energievraag zijn geëlektrificeerd, oftewel minimaal 60 procent van de totale behoefte. Dit vereist veel aanvullende hernieuwbare elektriciteit en conversiecapaciteit. Al voor 2030 is het potentieel voor industriële elektrificatie hoog. Overheid, netbeheerders, industrie, de energiesector en andere betrokkenen kunnen nu al essentiële stappen zetten om dit grote potentieel te realiseren en de weg richting 2050 voor te bereiden.

Nederland is goed gepositioneerd voor toepassing van industriële elektrificatie. Nederland heeft een gunstige ligging, zowel voor de grootschalige productie van betaalbare hernieuwbare elektriciteit en waterstof uit Noordzee-wind als voor de aan- en doorvoer van hernieuwbare energiedragers via import over zee. Daarnaast beschikt Nederland al over een zeer goed ontwikkelde infrastructuur voor elektriciteit, met naar verhouding veel grensoverschrijdende transportcapaciteit. Ook vormt Nederland het kloppend hart van het Noordwest-Europese industriële cluster, met een uitgebreid netwerk voor aardgas, energetische grondstoffen en industriële gassen. Nederland heeft daarmee een unieke kans om voorop te lopen, waarbij het gebruikmaakt van zijn hoogopgeleide beroepsbevolking, hoogwaardige kennisbasis en grote innovatiekracht op het terrein van energie en industrie.

"Nederland heeft een unieke kans om voorop te lopen"

Deze routekaart schetst het potentieel voor elektrificatie binnen de industrie richting 2030 en 2050, onder welke randvoorwaarden dit potentieel ontsloten kan worden en hoe de resulterende additionele elektriciteitsvraag van invloed is op de elektriciteitssector en de nationale CO₂-emissies. De routekaart is ontwikkeld op verzoek van de werkgroep Power-to-Industry die in opdracht van de uitvoeringstafels Industrie en Elektriciteit onder het Klimaatakkoord bijeenkomt. Leden van de werkgroep hebben bijgedragen aan de onderbouwing van de routekaart door in diverse sub-werkgroepen de belangrijkste belemmeringen en mogelijke oplossingen te benoemen.



Het technisch potentieel van industriële elektrificatie in Nederland is hoog

De extra inzet van elektriciteit in de industrie, zowel direct als indirect via conversie naar waterstof, kan tegen 2050 oplopen tot zo'n 130 TWh. Dit is additioneel aan de bestaande elektriciteitsvraag, de vraag van nieuwe industrietakken en de toenemende vraag uit andere sectoren. Het potentieel is groter dan het huidige totale elektriciteitsgebruik in Nederland en een factor 3-4 groter dan de huidige elektriciteitsvraag van de industrie. De minimale inzet van elektriciteit en groene waterstof om de doelen voor emissiereductie te halen is 80 TWh. Daarvoor is maximale benutting noodzakelijk van andere opties voor emissiereductie zoals energiebesparing, groen gas, geothermie en CCS (tot aan het huidige CCS-plafond). Wanneer deze opties

niet maximaal benut worden, stijgt de behoefte aan elektrificatie. De benodigde 80 TWh voor de industrie is daarmee een duidelijke *no regret* doelstelling en zeer waarschijnlijk nog onvoldoende.




Invulling van het elektrificatiepotentieel in 2050 creëert een elektriciteitsvraag die gelijkstaat aan 26 tot 46 GW wind op zee. Dat geldt voor zowel directe als indirecte elektrificatie, waarbij conversieverliezen zijn meegerekend. Bij directe elektrificatie treden verliezen op bij het genereren en inzetten van CO₂-vrij regelbaar vermogen en bij indirecte elektrificatie treden verliezen op bij de productie van groene waterstof.

Al voor 2030 is het technisch mogelijk om een grote stap te maken in de elektrificatie van de industrie.

“Al voor 2030 is het technisch mogelijk om een grote stap te maken”

Hier ligt een grote rol voor (hybride) e-boilers, naast elektrische aandrijvingen en warmtepompen. Daarnaast stelt het Klimaatakkoord voor de industrie een doel van 3-4 GW elektrolyse. Bij flexibele inzet van de hybride boilers ontstaat potentieel een elektriciteitsvraag van 30 TWh (inclusief elektrolyse). Samen met huidige verwachtingen voor autonome groei van de elektriciteitsvraag met 15 TWh voor datacenters vereist dat naar schatting 10 GW extra capaciteit van wind op zee.¹ Bij inzet op basislast telt het potentieel op tot een elektriciteitsbehoefte van maximaal 80 TWh.

Tabel 1: Samengevat potentieel voor industriële elektrificatie in 2030 en 2050 en de bijbehorende CO₂-emissiereductie en benodigde opwek.





	2030	2050
 Elektriciteitsvraag (TWh)	30 - 80	80 - 130
 CO ₂ -emissiereductie (Mton)	9 - 20	20 - 45
 Opwek (GW wind op zee)	10	26 - 46

¹ De 10 GW komt overeen met het advies van de Stuurgroep Extra Opgave van eerder dit jaar.



Stappen om het potentieel te realiseren

Om de kansen voor elektrificatie te benutten moet er veel gebeuren. Een volume van 80 TWh – 60 procent van de industriële energievraag in 2050 – is *no regret* elektrificatie. Dit maakt duidelijk dat overheid, netbeheerders, elektriciteitsproducenten en industrie nu al investeringen kunnen doen die robuust zijn naar de toekomst. Intensieve samenwerking van alle spelers in de keten is vereist, zodat er nú keuzes gemaakt kunnen worden voor beleidsmaatregelen en investeringen die op korte termijn tot investeringen leiden en tegelijk het pad naar 2050 voorbereiden. De overheid speelt hierbij een belangrijke rol als initiator en regisseur van dit proces en bij het scheppen van de juiste randvoorwaarden voor industriële elektrificatie. De essentiële stappen hiervoor worden hieronder uitgewerkt in vier categorieën en in een tabel met acties. Deze acties hangen sterk samen en vereisen daarom regie op het geheel van de randvoorwaarden.

-  1. **Stel heldere beleidsdoelen en maak de instrumenten passend voor industriële elektrificatie.** Dit kan voor diverse projecten de impuls geven die de huidige SDE++ onvoldoende biedt. Om doelstellingen voor 2030 te realiseren, moet deze impuls er in de komende twee jaar komen.
-  2. **Ontwikkel opwek en flexibiliteit, in samenhang met de industriële vraag.** Industriële elektrificatie vereist aanvullende opwek van CO₂-vrije elektriciteit. Er is een nationaal borgingsmechanisme nodig voor gelijkmatige groei van industrieel gebruik en CO₂-vrije opwek om CO₂-emissies te reduceren via elektrificatie. Tot 2030 is er veel potentieel voor flexibele vraag die aan kan sluiten bij wind- en zonne-energie. Daarna zal een groeiende behoefte aan CO₂-vrij regelbaar vermogen ontstaan.
-  3. **Versnel de opschaling van de transportinfrastructuur.** Tot 2030 zijn versnelde uitbouw van elektriciteitsinfrastructuur en de ontwikkeling van infrastructuur voor waterstof essentieel. Na 2030 zal grootschalige verzwaring van de elektriciteitsnetten en uitbouw van waterstofinfrastructuur tot een landelijke backbone nodig zijn. Het valt daarom aan te bevelen om structuren zoals het PIDI en de MIEK, die nu voor het Klimaatakkoord worden opgebouwd, ook te gebruiken voor de infrastructuurplanning voorbij 2030 met een duidelijke rol voor de Cluster Energie Strategieën (CES'en).
-  4. **Ontwikkel een programmatische aanpak van innovaties en kennisverspreiding.** Innovatie, opschaling en verlaging van risico's en kosten zijn een essentieel onderdeel van de route naar de benodigde schaal van elektrificatie. Dit vereist een programmatische aanpak van innovaties, kennisuitwisseling tussen bedrijven en het opleiden van voldoende technisch gekwalificeerde mensen.



Stel heldere beleidsdoelen en maak de instrumenten passend voor industriële elektrificatie

Acties:	Wie:
<input type="checkbox"/> Stel zo snel mogelijk een beleidsdoel voor het volume van industriële elektrificatie in 2030, met een minimum van 30 TWh.	Rijksoverheid, industrie
<input type="checkbox"/> Bepaal uiterlijk in 2025 een beleidsdoel voor het volume van industriële elektrificatie in de periode 2030-2040, stel een tienjarenplan op en scherp dit periodiek aan.	Rijksoverheid, industrie, energie-sector
<input type="checkbox"/> Verbeter de toegankelijkheid en dekking voor industriële elektrificatie in de SDE++, zodat beschikbare elektrificatietechnieken voor 2030 worden toegepast.	Rijksoverheid
<input type="checkbox"/> Introduceer differentiatie in de nettarieven om vraagflexibiliteit te ontsluiten, bijvoorbeeld via een tariefcomponent als kW_{flex} .	Rijksoverheid, netbeheer

Ontwikkel opwek en flexibiliteit, in samenhang met de industriële vraag

Acties:	Wie:
<input type="checkbox"/> Stel een additioneel doel van 10 GW voor wind op zee in 2030 bestemd voor elektrificatie in de industrie.	Rijksoverheid
<input type="checkbox"/> Tref voorbereidingen voor doorgroei van wind op zee met 28 tot 42 GW in 2050 voor industriële elektrificatie, additioneel aan het Klimaatakkoord.	Rijksoverheid
<input type="checkbox"/> Borg structurele CO ₂ -emissiereductie door elektrificatie met ketensturing als mechanisme voor afgestemde doelstellingen voor aanbod en vraag.	Rijksoverheid, industrie, energie-sector
<input type="checkbox"/> Ontwikkel een strategie om na 2030 voldoende beschikbaarheid van CO ₂ -vrij regelbaar vermogen te waarborgen.	Rijksoverheid

Versnel de opschaling van de transportinfrastructuur

Acties:	Wie:
<input type="checkbox"/> Neem uiterlijk in 2022 beslissingen over versnelde en proactieve investeringen in elektrische infrastructuur.	Rijksoverheid, netbeheer
<input type="checkbox"/> Start op korte termijn met investeringen in een regionale en landelijke waterstofinfrastructuur.	Netbeheer, rijksoverheid
<input type="checkbox"/> Continueer het programmatisch afstemmen van investeringen in industriële elektrificatie en in de infrastructuur via de MIEK, met uiterlijk in 2025 een programma voor de stappen richting 2050.	Rijksoverheid, netbeheer, industrie
<input type="checkbox"/> Ontwikkel een mechanisme voor borging en uitwisseling van betrouwbare data over het vraagpotentieel van elektrificatieprojecten en hun potentiële flexibiliteit, zoals een data safehouse.	Industrie, netbeheer
<input type="checkbox"/> Verkort procedures voor de vergunningverlening voor industriële elektrificatie en voor de benodigde infrastructuur.	Rijksoverheid

Ontwikkel een programmatische aanpak van innovaties en kennisverspreiding

Acties:	Wie:
<input type="checkbox"/> Bundel en vergroot de publieke middelen voor industriële elektrificatie, gericht op kostenreductie, opschaling en de rol van flexibiliteit.	Topsector Energie, rijksoverheid
<input type="checkbox"/> Maak innovatie-instrumenten geschikt voor integrale ketenprogrammering tot aan implementatie.	Rijksoverheid, Topsector Energie



1 Routekaart Elektrificatie in de Industrie

De Nederlandse industrie is op weg om klimaatneutraal te zijn in 2050. Elektrificatie in de industrie gaat hierbij een belangrijke rol spelen. Deze routekaart laat zien hoe Nederland gebruik kan maken van zijn unieke positie om grootschalig te elektrificeren in de industrie. Dit hoofdstuk schetst de belangrijkste elementen van de routekaart: het potentieel voor elektrificatie binnen de industrie richting 2030 en 2050, onder welke randvoorwaarden dit potentieel ontsloten kan worden en hoe de resulterende additionele elektriciteitsvraag van invloed is op de elektriciteitssector en de nationale CO₂-emissies. De hoofdstukken hierna bieden technische onderbouwing bij de bevindingen van de routekaart en toelichting op het achterliggende proces.



De opgave voor de industrie

De Nederlandse overheid heeft zich gecommitteerd aan het Klimaatakkoord van Parijs en heeft op nationaal niveau CO₂-reductiedoelstellingen vastgelegd in de Klimaatwet. De concrete maatregelen zijn verder uitgewerkt in het nationale Klimaatakkoord. In de Klimaatwet is een doelstelling opgenomen voor reductie van broeikasgassen met 49 procent in 2030 en 95 procent in 2050 ten opzichte van 1990. Bovendien wordt een verdere aanscherping van doelstellingen voorzien, gegeven de recentelijk aangescherpte EU-ambities naar 55 procent emissiereductie in 2030 en naar klimaatneutraal in 2050.

In de realisatie van deze doelstellingen is een belangrijke rol weggelegd voor de Nederlandse industrie. De broeikasgasemissie van de Nederlandse industrie was volgens CBS-data in 1990 nog 86,7 Mton op jaarbasis. In 2017 was het emissiecijfer al teruggebracht tot ongeveer 56,7 Mton CO₂-eq, waarvan 49,8 Mton als CO₂ (KEV 2019). In het Klimaatakkoord is de doelstelling geformuleerd dat de industrie 14,3 Mton CO₂ minder zal uitstoten in 2030, boven op een reductie van 5,1 Mton die voortkomt uit het daarvoor reeds bestaande beleid. De totale reductieopgave voor de Nederlandse industrie in 2030 is dus indicatief gesteld op 19,4 Mton. Daarmee zou de CO₂-emissie van de industrie in 2030 teruggebracht worden tot ongeveer 30 Mton.



Elektrificatie zal een sleutelrol spelen in verduurzaming van de industrie

Grootschalige industriële elektrificatie zal een sleutelrol spelen in de strategie om broeikasgasemissies in de industrie te reduceren. Nederland is goed gepositioneerd voor de toepassing hiervan. Nederland heeft een gunstige ligging voor zowel de grootschalige productie van betaalbare hernieuwbare elektriciteit en waterstof uit Noordzee-wind als de aan- en doorvoer van hernieuwbare energiedragers via import over zee. Daarnaast beschikt Nederland al over een zeer goed ontwikkelde infrastructuur voor elektriciteit, met naar verhouding veel grensoverschrijdende transportcapaciteit. Ook vormt Nederland het kloppend hart van het Noordwest-Europese industriële cluster, met een uitgebreid netwerk voor aardgas, energetische grondstoffen en industriële gassen.

Naast de energie-infrastructuur is ook de kennisinfrastructuur zeer geschikt. Nederland beschikt over uitstekende onderzoeks- en ontwikkelingsfaciliteiten met diverse technische universiteiten, TNO en het Institute for Sustainable Process Technology (ISPT) die onderzoeksprogramma's hebben gestart op het gebied van industriële elektrificatie. Nederland heeft daarmee een unieke kans om voorop te lopen, met bovendien een hoogopgeleide beroepsbevolking, een hoogwaardige kennisbasis en grote innovatiekracht op het terrein van energie en industrie.

De kansen voor elektrificatie van industriële processen liggen zowel in de directe inzet van elektriciteit als voor de indirecte inzet via de conversie naar waterstof. Ook andere technieken voor emissiereductie, zoals procesefficiëntie en energiebesparing, biomassa (groen gas), geothermie, carbon capture and storage (CCS) en gebruik van blauwe waterstof zullen belangrijke bijdragen leveren aan het reduceren van CO₂-emissies. Elektrificatie van de industrie zal volgens het Planbureau voor de Leefomgeving in elk geval moeten leiden tot 4,2 Mton CO₂-reductie in 2030 (PBL, 2019).



Het technisch potentieel voor industriële elektrificatie in Nederland bedraagt 130 TWh in 2050

De detailanalyse in deze routekaart laat zien dat het technisch potentieel voor elektrificatie van de huidige industriële productiecapaciteit in 2050 in de orde van 130 TWh/j ligt. Hierbij is rekening gehouden met sectorrimp en een continue verbetering van energie-efficiëntie met 1 procent per jaar. Dit potentieel is bijna 3,5 maal groter dan het huidige Nederlandse industriële elektriciteitsverbruik en ligt ruim boven het huidige totale elektriciteitsverbruik in Nederland van ongeveer 110 TWh/j.

De huidige energievraag van de industrie

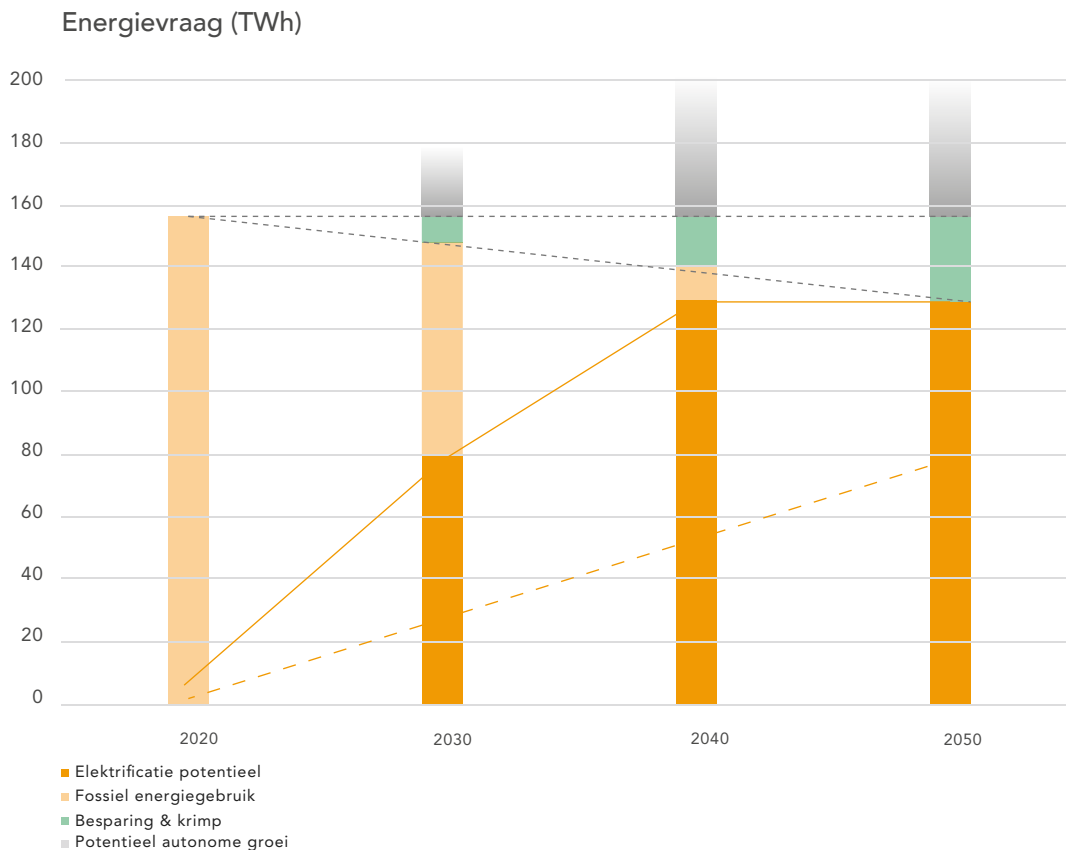
Er wordt al 39 TWh aan elektriciteit gebruikt in de industrie. Aanvullend heeft de huidige industrie in Nederland een warmtebehoefte van 155 TWh per jaar. Dit ligt ongeveer 20 procent lager dan het potentieel op basis van de geïnstalleerde industriële productiecapaciteit (190 TWh). In de verdere analyse is uitgegaan van de capaciteit als basis. Hiermee wordt dan deels rekening gehouden met mogelijke productiegroei.

Ongeveer 40 procent van de bijbehorende warmtebehoefte volgt uit processen op lage temperatuur (<200 °C), met name in warmte voor drogen en ontwateren in voedings- en papierindustrie en scheidingsprocessen in de chemie. De overige 60 procent betreft processen op hoge temperatuur (>200 °C) zoals hoogovens in de staalindustrie, ovens in glas- en keramiekindustrie, of (kraak)fornuizen in de chemie.

Van de industriële warmtebehoefte op basis van capaciteit zal in 2050 minimaal voor 60 procent ingevuld worden met elektriciteit en groene waterstof (oftewel 80 TWh). Deze 60 procent blijft over als het volledige technisch potentieel voor andere emissiereductiemaatregelen wordt gerealiseerd en is daarmee een duidelijke *no regret* doelstelling.

De overige maatregelen voor emissiereductie van de industriële energiebehoefte zijn groen gas, geothermie en CCS. Daarbij is van belang om de huidige energievoorziening nader te bekijken. Een aanzienlijk deel van de huidige industriële energiebehoefte wordt ingevuld met geproduceerde restgassen als energiebron in boilers, WKK's en fornuizen. Deze restgassen komen vrij in (petro)chemische processen en bij de staalproductie. Als deze boilers en fornuizen worden geëlektrificeerd, komen de restgassen beschikbaar voor

ander gebruik, dat natuurlijk CO₂-neutraal moet zijn. Blauwe waterstofproductie (met CCS) is hiervoor een oplossingsroute die bijvoorbeeld in Rotterdam al wordt verkend. Toepassing van deze blauwe waterstof, als vervanging van de huidige restgasinzet, beperkt het potentieel voor elektrificatie van waterstofproductie. Het Nederlandse potentieel voor groen gas, geothermie en CCS kan de behoefte aan elektrificatie beperken. Het potentieel voor deze maatregelen richting 2050 ligt volgens de huidige schattingen op maximaal 40 procent van de industriële energiebehoefte.



Figuur 1.1: Illustratie van het potentieel van industriële elektrificatie in 2030 en 2050 (finaal gebruik), uitgaande van de bestaande industriële productiecapaciteit en efficiëntieverbetering met 1 procent per jaar. Aanvullend kan autonome groei van de vraag plaatsvinden, in de vorm van datacenters of productie van synthetische brandstoffen. De oranje lijnen tonen de ontwikkeling bij maximale en minimale benutting van het elektrificatiepotentieel.





Tot 2030 is al 30 tot 80 TWh industriële elektrificatie mogelijk

De ontsluiting van het technisch potentieel door ontwikkeling van elektrificatie-opties kan voor 2030, 2040 en 2050 stapsgewijs plaatsvinden (zie ook figuur 1.1):

- **Voor 2030** is het technisch potentieel 30 tot 80 TWh aan elektrificatie. Het is technisch al goed mogelijk om grote stappen te zetten met elektrische compressoren, elektrische boilers of warmtepompen op lage temperatuur. De vraag valt rond de 30 TWh uit bij flexibele inzet van elektrische boilers in een hybride set-up met bestaande gasgestookte ketels of WKK's. Het bijbehorende potentieel voor CO₂-emissiereductie is 9 Mton/j. Bij inzet op basislast tellen de opties op tot een technisch toegankelijk potentieel van 80 TWh. In dat geval worden indirecte CO₂-emissies en elektriciteits- en flexibiliteitskosten een grote uitdaging. Het bijbehorende potentieel voor CO₂-emissiereductie is 20 Mton/j.
- **Tussen 2030 en 2040** groeit het technisch potentieel met een additionele vraag naar elektriciteit of waterstof van 40 TWh. Het kan technisch mogelijk worden om op grote schaal directe industriële elektrificatie voor hogere temperaturen toe te passen, zoals met warmtepompen op hoge temperatuur, ovens en fornuizen. In deze fase zullen volgens huidige verwachtingen ook de eerste stappen naar directe of indirecte elektrificatie van kraakprocessen worden gezet.
- **Tussen 2040 en 2050** wordt het mogelijk om nog eens 15-20 TWh aan warmtevraag te elektrificeren. Naar verwachting is dan de technologie zover ontwikkeld dat volledige directe en indirecte elektrificatie van staalproductie haalbaar is.² Dat betekent dat de volledige industrie via directe en indirecte elektrificatie haar processen volledig CO₂-neutraal kan opereren.

Deze getallen laten zien dat er nu al grote stappen mogelijk zijn met elektrificatie in de industrie. Met 30 TWh kan een fors deel van de industriële warmtevraag direct of indirect geëlektrificeerd worden op basis van technieken die nu of in de komende jaren beschikbaar zijn. Voor de invulling van het potentieel in 2030 moet ook rekening gehouden worden met eventuele autonome groei van vraag naar elektriciteit in de industrie. Volgens huidige inzichten zal met name de extra elektriciteitsvraag vanuit datacenters kunnen gaan oplopen tot naar schatting 15 TWh. De gecombineerde 45 TWh vereist ruwweg 10 GW aan wind op zee. Deze inschatting stemt overeen met de bevindingen van de Stuurgroep Extra Opgave en de aanbeveling om voor 2030 10 GW additionele wind op zee te realiseren voor elektrificatie van bestaande industrie en nieuwe vraag vanuit datacenters. Om in het volledige potentieel in 2030 van 80 TWh te voorzien is een opwekvermogen van 26 GW aan wind op zee vermogen nodig.³

Industriële elektrificatie vraagt 80 - 130 TWh in 2050 aan extra CO₂-vrije elektriciteit en wordt geholpen door flexibiliteit

Met het invullen van het elektrificatiepotentieel ontstaat tussen nu en 2050 een additionele behoefte van 80 tot 130 TWh aan hernieuwbare elektriciteit. Deze behoefte komt neer op 26 tot 46 GW aan vermogen van wind op zee. Dit geldt voor zowel directe of indirecte elektrificatie. Voor overwegend directe elektrificatie is CO₂-vrij regelbaar vermogen nodig als aanvulling. Uitgaande van waterstof als energiedrager zou bij deze

² De recente aankondiging van Tata Steel om versneld over te stappen op aardgas gevolgd door waterstof voor directe reductie kan deze ontwikkelingen versnellen, afhankelijk van de ondersteuning om de innovatie te realiseren.

³ Bij het inpassen van grote volumes variabele opwek treden systeemverliezen op. Deze zijn in de 10 GW niet meegenomen, maar vanwege de grotere omvang wel in deze 26 GW en de vermogens voor 2050. Zie voor meer toelichting hoofdstuk 2.

bandbreedte dan ook 15 tot 24 GW elektrolyservermogen nodig zijn. Voor overwegend indirecte elektrificatie is 25 tot 41 GW elektrolyservermogen nodig om waterstof voor directe toepassing in de industrie te produceren. Voor het overbruggen van fluctuaties in het hernieuwbare energieaanbod zal in beide gevallen ongeveer 20 TWh aan waterstofopslag nodig zijn als buffer.

Het ligt echter meer voor de hand dat een tussenweg zal worden gerealiseerd doordat de industrie kiest voor een mix van technieken en voor hybride stoomgeneratie uit elektriciteit en waterstof. Deze laatste vorm biedt de mogelijkheid om flexibiliteit te leveren en in te spelen op gunstige elektriciteitsprijzen. In dat geval zou een maximaal vermogen van naar schatting 37 GW aan wind op zee volstaan voor de additionele elektriciteitsvraag van de industrie.

Naast de elektrificatie van bestaande industrie kan additionele vraag ontstaan vanuit datacenters (bovenop de 15 TWh in 2030) en de productie van synthetische brandstoffen. Binnen de integrale infrastructuurverkenning II3050 is een schatting gemaakt voor de mogelijke omvang van deze elektriciteitsvraag van 51 - 54 TWh.⁴ In deze routekaart is de mogelijke groei in elektriciteitsvraag van datacenters en synthetische brandstoffen alleen indicatief meegenomen (zie figuur 1.1). Wanneer deze industriële activiteiten sterk groeien, kan de additionele industriële elektriciteitsvraag in 2050 ruim hoger uitvallen dan 130 TWh.

Tabel 1.1: Overzicht van potentieel voor de industriële elektriciteitsvraag in 2030 en 2050, samen met benodigde opwek, elektrolyse en opslag.

	2030	2050
Elektriciteitsvraag (TWh)	30 - 80	80 - 130
CO ₂ -emissiereductie (Mton)	9 - 20	20 - 45
Hernieuwbare opwek (GW wind op zee)	10	26 - 46
Elektrolyservermogen (GW)	3 - 4*	Directe elektrificatie: 15 - 24 Indirecte elektrificatie: 25 - 41
Opslagbehoefte (TWh)	--	14 - 22

* Doel Klimaatakkoord Industrie, flexibiliteit zal tot 2030 grotendeels door elektrische boilers worden ingevuld.

Invloed van flexibele vraag in de industrie en import van energiedragers

Wind- en zonne-energie zijn variabele energiebronnen. Bij grootschalige opwek hiervan moet het systeem om kunnen gaan met pieken en dalen in de energieproductie. De inpassing van het variabele aanbod van hernieuwbare elektriciteit kan deels worden bereikt door flexibele elektriciteitsvraag in de industrie, aangevuld met CO₂-vrij regelbaar opwekvermogen. Een aantal opties kan de behoefte aan opwek en elektrolysecapaciteit beperken: hybride stoomproductie met elektrische boilers, gedeeltelijk flexibele productieprocessen in de industrie en import van CO₂-vrije energiedragers zoals waterstof. Deze opties kunnen tot een significant lagere opwek- en opslagbehoefte in Nederland leiden. Systemintegratie over de gehele keten van opwek en import, transport en gebruik kan zorgen voor lagere maatschappelijke kosten. Om de impact hiervan te bepalen is een systeemanalyse vereist. Deze analyse wordt aanbevolen als vervolgstap.

⁴ drie van de vier II3050 scenario's vallen in deze bandbreedte.



Stappenplan: op weg naar een geëlektrificeerde industrie

Om de kansen voor elektrificatie te benutten moet er veel gebeuren. De industriële warmtevraag wordt al decennia ingevuld door een combinatie van aardgas en grote hoeveelheden restgassen in een over de jaren geoptimaliseerd en robuust systeem. Stabiliteit in de energielevering wordt door de industrie hoog gewaardeerd, omdat dit een bouwsteen is voor operationele betrouwbaarheid en veiligheid. We staan nu voor de opgave om dit vertrouwde, goed werkende systeem in een kleine dertig jaar te transformeren door inpassing van andere energiedragers.

De mogelijke impact van elektrificatie in de industrie wordt steeds duidelijker. Hierdoor kunnen overheid, netbeheerders, elektriciteitsproducenten en industrie in hun activiteiten en investeringen anticiperen op dit uiteindelijk onvermijdelijke elektrificatiepad. De gevonden 60 procent no regret elektrificatie in de industrie in 2050 maakt duidelijk dat overheid, netbeheerders, elektriciteitsproducenten en industrie nu al investeringen kunnen doen die robuust zijn voor de toekomst. Dit vereist een actieve dialoog op basis van wederzijds vertrouwen en het delen van informatie tussen alle spelers in de keten. Deze uitwisseling dient ervoor te zorgen dat er nú keuzes gemaakt kunnen worden voor beleidsmaatregelen en investeringen die op korte termijn tot investeringen leiden en tegelijk het pad naar 2050 voorbereiden. De overheid speelt hierbij een belangrijke rol als initiator en regisseur van dit proces en bij het scheppen van de juiste randvoorwaarden voor industriële elektrificatie. Vier stappen zijn essentieel:

1. Stel heldere beleidsdoelen en maak de instrumenten passend voor industriële elektrificatie.
2. Ontwikkel opwek en flexibiliteit, in samenhang met de industriële vraag.
3. Versnel de uitrol en opschaling van de transportinfrastructuur.
4. Ontwikkel een programmatische aanpak van innovaties en kennisverspreiding.

Gezien de afhankelijkheden tussen vraag, opwek en infrastructuur bij industriële elektrificatie, is het noodzakelijk dat deze acties in gezamenlijkheid worden uitgevoerd. Regie vanuit de rijksoverheid op het proces en op de samenhang is daarvoor cruciaal. Hieronder gaan we in op het benodigde stappenplan.



1. Stel heldere beleidsdoelen en maak de instrumenten passend voor industriële elektrificatie

- Stel zo snel mogelijk een beleidsdoel voor het volume van industriële elektrificatie in 2030, met een minimum van 30 TWh.
- Bepaal uiterlijk in 2025 een beleidsdoel voor het volume van industriële elektrificatie in de periode 2030-2040, stel een tienjarenplan op en scherp dit periodiek aan.
- Verbeter de toegankelijkheid en dekking voor industriële elektrificatie in de SDE++, zodat beschikbare elektrificatietechnieken voor 2030 worden toegepast.
- Introduceer differentiatie in de nettarieven om vraagflexibiliteit te ontsluiten, bijvoorbeeld via een aanvullende tariefcomponent als de kW_{flex} .

Industriële elektrificatie kan een belangrijke impuls krijgen via het stellen van beleidsdoelen en verbeteren van de dekking van de SDE++. Deze stappen hebben haast. Industriële elektrificatiemaatregelen hebben lange doorlooptijden van meer dan zes jaar. Dit betekent dat de komende twee jaar al de investeringsbeslissingen genomen moeten worden om de doelen voor 2030 te realiseren.



Doelen industriële elektrificatie

De impuls aan elektrificatie in de industrie moet worden gegeven door duidelijke beleidskaders en instrumentatie voor industriële elektrificatie. In het huidige bestel zijn er nog geen concrete elektrificatiedoelstellingen en wordt er beperkt op industriële elektrificatie gestuurd. Het gevolg is dat de industrie afwachtend is met de toepassing van elektrificatie, terwijl al duidelijk is dat elektrificatie een onmisbare route vormt voor CO₂-emissiereductie. Bovendien helpt industriële elektrificatie voor de zekerstelling van de ambities voor hernieuwbare elektriciteitsproductie in 2030. Op basis van de voorgaande inventarisatie is een beleidsdoel van tenminste 30 TWh industriële elektrificatie in 2030 aan te raden. Dit strookt met het technisch potentieel voor industriële elektrificatie tot 2030 en ligt in lijn met de bovenkant van de inschatting van de Stuurgroep Extra Opgave voor industrie (naast 15 TWh voor groei van datacenters).

Vervolgens is het raadzaam om voor 2025 ook een beleidsdoel voor het volume van industriële elektrificatie voor de periode 2030-2040 op te stellen en dit regelmatig bij te stellen. Om gelijkmatige ontwikkeling van aanbod van en vraag naar CO₂-vrije elektriciteit te borgen zijn ook na 2030 doelen nodig voor industriële elektrificatie. Deze bieden zekerheden voor de industrie, netbeheerders en CO₂-vrije elektriciteitsproducenten. Gezien de onzekerheden over toekomstige ontwikkelingen is het wenselijk om dit doel jaarlijks aan te scherpen.



Verbeterde ondersteuning van de onrendabele top

Naast deze beleidsdoelen is verbetering van de toegankelijkheid en dekking voor industriële elektrificatie in de SDE++ nodig om elektrificatie op gang te brengen. Enkele kansrijke opties voor grootschalige elektrificatie tot 2030 (warmtepompen, elektrische boilers en elektrolyzers) komen weliswaar in aanmerking voor vergoeding van de onrendabele top, maar in concurrentie met andere SDE-categorieën via rangschikking op CO₂. De voorlopige resultaten van de SDE++ 2020 laten zien dat met name zon-PV en CCS dan kansrijker zijn. Een oplossing hiervoor is het invoeren van beschotting tussen enerzijds elektriciteitsvraag- en anderzijds aanbodcategorieën in de SDE++, met afzonderlijke budgetreservering en rangschikking binnen beide categorieën in de regeling. Met deze beschotting kan gestuurd worden op evenwichtigere ontwikkeling van vraag en aanbod.

De dekking is het tweede verbeterpunt voor de huidige SDE++-regeling. Bij met name flexibel inzetbare elektrificatieopties is vaak sprake van onvolledige dekking van de onrendabele top. Er resteert een financieel risico bij de huidige praktijk op basis van een inschatting van elektriciteits- en netkosten in het basisbedrag, onafhankelijk van de realiteit. Dit kan worden verbeterd door bijvoorbeeld verrekening via een risicopremie of opname in het correctiebedrag.



Tariefherziening om flexibiliteit te ontsluiten

Een structurele oplossing voor tariefrisico's ligt in aanpassingen van het nettatarief voor flexibele vraag. Dit draagt bij aan het dekken van tariefrisico's die nu het gevolg zijn van een ontmoediging van flexibele afname in nettarifering. Zo zou via tariefdifferentiatie de levering van flexibiliteit (met sporadisch en kortstondig een hoge piekvraag) aantrekkelijker gemaakt kunnen worden. Dit kan bijvoorbeeld op de korte termijn via een aanvullend tariefcomponent als de kW_{flex} en de verschuiving van kosten van $kW_{contract}$ naar kW_{max} (zie hoofdstuk 3 voor een toelichting op de mogelijkheden).



2. Ontwikkel opwek en flexibiliteit, in samenhang met de industriële vraag

- Stel een additioneel doel van 10 GW voor wind op zee in 2030 bestemd voor elektrificatie in de industrie.
- Tref voorbereidingen voor doorgroei van wind op zee met 26 tot 46 GW in 2050 voor industriële elektrificatie, additioneel aan het Klimaatakkoord.
- Borg structurele CO₂-emissiereductie door elektrificatie met een mechanisme voor afgestemde doelstellingen voor aanbod en vraag (ketensturing).
- Ontwikkel voor 2030 een strategie om voldoende beschikbaarheid van CO₂-vrij regelbaar vermogen te waarborgen.

Grootschalige elektrificatie vergt voldoende aanvullende CO₂-vrije elektriciteit om daadwerkelijk bij te dragen aan emissiereductie. Bij onvoldoende beschikbaarheid van extra CO₂-vrije elektriciteit kunnen emissies vanuit fossiele elektriciteitsproductie (de scope 2-emissies) zelfs harder oplopen dan de gerealiseerde emissiereductie op de industriële locaties (de scope 1-emissies). Daarom zal de productie van aanvullende CO₂-vrije elektriciteit maat moeten houden met industriële elektrificatie. Bovendien zal op langere termijn ook het belang van CO₂-vrij regelbaar vermogen toenemen, aangezien veel van de elektrificatietechnieken die dan een grote rol zullen spelen weinig flexibiliteit bieden.



Additionele vraag naar hernieuwbare elektriciteit

Voor 2030 is het advies om een additioneel doel van 10 GW wind op zee op te stellen voor elektrificatie in de industrie. Uit de inventarisatie (en het eerste actiepun) volgt een elektriciteitsvraag voor elektrificatie van 30 TWh, ruwweg 7 GW wind op zee. Hierin is de aanvullende elektriciteitsvraag van bijvoorbeeld nieuwe datacenters nog niet meegenomen, die voor 2030 ook significant zal zijn. Om die reden sluit deze aanbeveling aan op die van de Stuurgroep Extra Opgave, die eerder adviseerde over de totale extra industriële elektriciteitsbehoefte in 2030.

Na 2030 zal verdere groei van de CO₂-vrije elektriciteitsproductie nodig zijn ten behoeve van elektrificatie. De precieze behoefte zal afhangen van toekomstige ontwikkelingen en beleidsdoelen. Op basis van de huidige inzichten is het aan te raden om voorbereidingen te treffen voor de doorgroei van wind op zee naar 26 tot 46 GW in 2050, additioneel aan de capaciteit die in het Klimaatakkoord voor de elektriciteitssector is vastgelegd. Dit is het vermogen dat nodig is op basis van de minimale en maximale benutting van het elektrificatiepotentieel, wanneer de opwek in Nederland plaatsvindt. Bij de bepaling van het minimum wordt rekening gehouden met een grote benutting van alternatieven zoals groen gas/biomassa, geothermie en CCS. Wanneer de inzet van deze alternatieven lager uitvalt, zal de benodigde vraag dichterbij het maximum komen te liggen. Tegelijk kan import van energiedragers zoals waterstof zorgen voor een lagere opwekbehoefte.



Borging tussen vraag en aanbod van CO₂-vrije elektriciteit

Voor een gelijkmatige ontwikkeling van de opwek en vraag is daarnaast een nationaal borgingsmechanisme nodig. Tijdelijke en beperkte mismatches zullen hierbij onvermijdelijk zijn. Landelijke borging kan deels worden vormgegeven via afgestemde landelijke doelstellingen voor industriële elektrificatie en hernieuwbare elektriciteitsproductie. Op deze doelstellingen kan vervolgens gestuurd worden via afgestemde openstelling van financiering voor de onrendabele top. Een gelijke ontwikkeling van elektrificatie en aanvullende hernieuwbare elektriciteitsproductie kan verder worden gestimuleerd door elektrificerende industrie te belonen voor de inzet van hernieuwbare elektriciteit in plaats van gebruik van de landelijke elektriciteitsmix.

Dit kan bijvoorbeeld door een hoger aantal subsidiabele uren toe te kennen als de elektriciteit aantoonbaar volledig wordt ingekocht van een hernieuwbare bron.

Een bijkomend voordeel van een borgingsmechanisme zijn de positieve effecten voor hernieuwbare elektriciteitsproductie. Extra industriële vraag vergroot de investeringszekerheid van nieuwe subsidievrije hernieuwbare elektriciteitsproductie zoals wind op zee. Bovendien wordt zo het risico beperkt op het ontstaan van een onrendabele top voor wind op zee door onvoldoende vraag bij piekproductie. Voor nieuwe hernieuwbare elektriciteitsproductie met een onrendabele top, zoals zon-PV en wind op land, beperkt het de behoefte aan subsidie. De aanvullende elektriciteitsvraag kan ook (deels) compenseren voor de beoogde uitfasering van de SDE++-regeling in 2025 voor hernieuwbare elektriciteitsproductie op land.

CO₂-vrij regelbaar vermogen

Vanwege de impact van elektrificatie en de toename van variabele elektriciteitsproductie op het energiesysteem is het belangrijk om voor 2030 een nationale strategie op te stellen om de beschikbaarheid van voldoende regelbaar vermogen te borgen. Industriële elektrificatie biedt en vereist flexibiliteit. Flexibele elektrificatieopties, zoals in de beginfase vooral elektrische boilers en later elektrolyse, kunnen significant bijdragen aan de broodnodige flexibiliteit van het energiesysteem. Vanaf 2030 kan naar de huidige verwachtingen echter ook grootschalige elektrificatie van hogetemperatuurprocessen worden toegepast. Deze processen vragen om grote hoeveelheden CO₂-vrije elektriciteit of groene waterstof en bieden beperkte mogelijkheden voor flexibele inzet. In geval van directe elektrificatie wordt de beschikbaarheid van CO₂-vrij regelbaar vermogen daarom een belangrijke voorwaarde voor de ontsluiting van dit potentieel. De inzet van groene waterstof in elektriciteitsproductie kan een deel van de oplossing vormen voor dit flexibiliteitsvraagstuk. In het geval van indirecte elektrificatie speelt dit flexibiliteitsvraagstuk ook. Bij verdere groei van inzet van waterstof in de industrie zal de behoefte aan grootschalige opslag gaan ontstaan, mogelijk oplopend tot een niveau van 7 tot 8 miljard m³ (ongeveer 20 TWh).



3. Versnel de opschaling van de transportinfrastructuur

- Neem uiterlijk 2022 beslissingen over versnelde en proactieve investeringen in elektrische infrastructuur.
- Start op korte termijn investeringen in een regionale en landelijke waterstofinfrastructuur.
- Continueer het programmatisch afstemmen van investeringen in industriële elektrificatie en in de infrastructuur via de MIEK, met uiterlijk in 2025 een programma voor de stappen richting 2050.
- Ontwikkel een mechanisme voor borging en uitwisseling van betrouwbare data over het vraagpotentieel van elektrificatieprojecten en hun potentiële flexibiliteit, zoals een data safehouse.
- Verkort procedures voor de vergunningverlening voor industriële elektrificatie en voor de benodigde infrastructuur.

Het benutten van het potentieel voor elektrificatie vereist de tijdige aanleg van voldoende transportcapaciteit. Transport van grote hoeveelheden CO₂-vrije elektriciteit en groene waterstof is een voorwaarde voor de ontsluiting van industriële elektrificatie. De bestaande transportcapaciteit schiet daar momenteel voor tekort. Nu al vormt de beschikbare transportcapaciteit voor elektriciteit een belemmering voor de uitrol van de elektrische boilers en elektrolyse.



Versnelde investeringen in infrastructuur

Om te voorkomen dat transportcapaciteit voor 2030 een knelpunt vormt, is het nodig om de komende jaren met spoed beslissingen over versnelde verzwaring van de infrastructuur voor elektriciteit te nemen. De aanlanding van grote volumes energie van wind op zee en de koppeling daarvan aan industriële elektrificatie vragen veel van de infrastructuur in de havengebieden en van het middenspanningsnet. De doorlooptijd voor infrastructuurontwikkeling is vaak meer dan acht jaar. Dit betekent dat versnelde infrastructuurontwikkeling noodzakelijk is om elektrificatie op te schalen in de periode tot 2030, zoals de CES'en, PIDI en MIEK beogen. Daarnaast zal in deze periode een start gemaakt moeten worden met de ontwikkeling van infrastructuur voor waterstof. Dat is zowel regionaal nodig (in bijvoorbeeld de havengebieden) als landelijk (zie HyWay27). Voor transportcapaciteit en grootschalige netinvesteringen is het wel noodzakelijk om een integrale afweging te maken, met daarin ook de ontwikkelingen in andere sectoren en programma's zoals in de mobiliteit en de gebouwde omgeving.



Programmatische afstemming van infrastructuur en elektrificatie

Uiterlijk in 2025 is er een programma nodig voor de uitbouw van infrastructuur richting 2050. Hierin zal onder andere de verhouding tussen elektriciteit en waterstof duidelijker moeten worden. Na 2030 zal de groeiende vraag naar CO₂-vrije elektriciteit gaan vragen om grootschalige verzwaring van de elektriciteitsnetten. Daarnaast schetsen recente rapportages in het kader van HyWay27 een landelijk dekkend waterstofnet, met verbindingen tussen alle grote industrieclusters, grootschalige waterstofopslag en verbindingen met België en Duitsland. De afstemming en integratie van deze twee netten kan in dit programma vorm krijgen.

Een kritische randvoorwaarde voor industriële elektrificatie is de ontwikkeling van de infrastructuur in nauwe samenhang met de ontwikkeling van de toenemende vraag vanuit de industrie. Die kan ook duidelijk maken wat de verhouding wordt tussen directe en indirecte industriële elektrificatie. Industriële gebruikers hebben een belangrijke rol in de planning omdat de toekomstige industriële vraag naar elektriciteit of waterstof voor CO₂-emissiereductie bepalend is voor de infrastructuurbehoefte. Het valt daarom aan te bevelen om structuren zoals het PIDI en de MIEK, die nu voor het Klimaatakkoord worden opgebouwd, ook te gebruiken voor de infrastructuurplanning voorbij 2030.



Verbeterde informatie-uitwisseling

Betrouwbare informatie en een geborgde manier om die te delen tussen stakeholders is een noodzakelijke voorwaarde voor succes. Robuuste programmering op basis van betrouwbare informatie uit de CES'en en een zorgvuldig besluitvormingsproces kunnen samen proactieve infrastructuurinvesteringen mogelijk maken en zekerheid bieden aan alle betrokken partijen. Een belangrijke stap daarin vormt het verkennen van een mechanisme voor borging en uitwisseling van betrouwbare data over het vraagpotentieel van elektrificatieprojecten en hun potentiële flexibiliteit, zoals een data safehouse vanuit het MIEK-proces.



Verkort procedures voor de vergunningverlening

Tot slot speelt de lengte van vergunningprocedure een belangrijke rol in het tempo van infrastructuurontwikkeling. Versnelling van die ontwikkeling kan worden gerealiseerd door afgestemde procedures voor vergunningverlening te verkorten en tijdig in te zetten, in samenhang met de programmering van industriële elektrificatieprojecten. De Wet windenergie op zee biedt hiervan een voorbeeld.



4. Ontwikkel een programmatische aanpak van innovaties en kennisverspreiding

- Bundel en vergroot de publieke middelen voor industriële elektrificatie, gericht op kostenreductie, opschaling en de rol van flexibiliteit.
- Maak innovatie-instrumenten geschikt voor integrale ketenprogrammering tot aan implementatie.
- Ontwikkel een programma voor de disseminatie van kennis over industriële elektrificatie met brancheverenigingen en overheid.
- Ontwikkel een onderwijsprogramma voor het opleiden van gekwalificeerd personeel met toekomstbestendige kennis, in samenwerking met het middelbaar beroepsonderwijs en hoger onderwijs.

Grootschalige CO₂-emissiereductie via elektrificatie vraagt om ingrijpende veranderingen van de industrie. Het vereist een totaal nieuw concept van industriële warmteproductie, een flexibelere inzet van productieprocessen en mogelijk ook een overgang naar nieuwe producten. Daarnaast wordt de industriële elektriciteitsvraag een belangrijk onderdeel van de elektriciteitsmarkt, waardoor de effecten ervan op het energiesysteem steeds groter worden. Een voorwaarde voor al deze ontwikkelingen is een programmatische aanpak van innovaties.



Publieke middelen voor industriële elektrificatie

Daarvoor is een grotere inzet van publieke innovatiemiddelen en bundeling van activiteiten rond schaal, kosten en flexibiliteit van technieken dringend gewenst. Elektrificatie is binnen de industriemissie van het missiegedreven Topsectoren- en innovatiebeleid één van de opties, naast circulariteit en warmte-integratie. Deze verdeling van een relatief bescheiden budget in open tenders, leidt tot versnippering van de aandacht over meerdere relatief kleine innovatietrajecten. De prominente rol van elektrificatie, als ingrediënt in het klimaatneutrale eindbeeld van de industrie in 2050, rechtvaardigt een veel zwaardere inzet van innovatiemiddelen op dit onderwerp. Een zwaardere inzet van publieke financiering in de orde van € 100 miljoen per jaar op elektrificatie is gewenst, met name gericht op ontwikkeling, piloting en demonstratie. Het Nationaal Groeifonds kan hiervoor een middel zijn. Aanvullend kan de Topsector Energie middelen bundelen en zo de focus verschuiven naar elektrificatie. Deze inzet moet gericht zijn op kostenreductie van componenten en installaties, zodat investeringskosten lager uitvallen. Opschaling en integratie tot grootschalige systemen zullen sterk richting geven aan de benodigde innovaties. Ook zullen innovaties antwoord moeten geven op de steeds grotere vraag naar flexibiliteit in het elektriciteitssysteem.



Innovatie-instrumenten voor integrale ketenprogrammering

De technieken die van 2030-2050 beschikbaar kunnen zijn, vereisen integrale ketenprogrammering tot aan de implementatie. Deze innovaties hebben een lang ontwikkeltraject, vooral waar het radicale doorbraken in procesinnovatie betreft. Alleen wanneer de industrie uitzicht heeft op het volledig kunnen doorlopen daarvan zullen de benodigde investeringen in pilots, demonstraties en uiteindelijk uitrol worden gedaan. De huidige innovatie-instrumenten faciliteren innovaties stap voor stap, waardoor alleen sequentiële ontwikkelingen mogelijk zijn en er geen garanties zijn voor het kunnen doorlopen van het volledige traject. De opties die tussen 2030 en 2050 nodig zijn voor elektrificatie vereisen een nieuw vormgegeven instrument, gericht op heldere productmissies. Financiering zou gegarandeerd moeten zijn bij het succesvol doorlopen van elke fase van de ontwikkeling.

Programma voor de kennisdisseminatie

Bij de uitrol voor de technieken die tot 2030 beschikbaar zijn, kan kennisdisseminatie een sleutelrol vervullen. Technische opties als elektrische compressoren, elektrische boilers, waterstofboilers en laagtemperatuurwarmtepompen zijn al beschikbaar op de benodigde schaalniveaus. Showcases en kennisuitwisseling tussen gebruikers van technologie onderling kunnen zorgen voor vertrouwen en daarmee bereidheid om te investeren. Productie van groene waterstof kan in de periode tot 2030 opschalen naar GW-schaal, via een aantal schaalstappen. Het delen van ervaringen binnen het ecosysteem voor waterstof is hierin essentieel. Brancheverenigingen, nationale programma's en de rijksoverheid, via bijvoorbeeld RVO, kunnen hier een faciliterende rol in spelen.

Onderwijsprogramma

Een toekomstbestendig onderwijsprogramma ligt aan de basis van deze ontwikkelingen. De vereiste snelheid van leren van piloting en demonstraties en de genoemde onderlinge kennisuitwisseling tussen industrieën komen alleen van de grond als er gekwalificeerd personeel beschikbaar is en bij de bedrijven een plek vindt. Elektrificatietechnieken vereisen specifieke vaardigheden voor het ontwerp, de bouw en het bedrijven van installaties. Hier ligt een belangrijke rol voor kennisinstellingen en onderwijs om elektrificatie onderdeel te maken van opleidingen en stages.



Tot slot

Deze routekaart laat zien dat het potentieel voor elektrificatie binnen de industrie richting 2030 en 2050 substantieel is, evenals de bijbehorende CO₂-emissiereductie. Het potentieel, de randvoorwaarden en maatregelen om dit potentieel te ontsluiten zijn beschreven met de kennis die op dit moment voor handen is. Recente ontwikkelingen, zoals het Europese Fit for 55-pakket, de sterke stijging van de gasprijs in het najaar van 2021, en de beslissing van Tata Steel om versneld over te gaan op directe reductie, laten zien dat actualisatie nodig blijft. Het verdient daarom aanbeveling om de routekaart periodiek te updaten. De hoofrichting naar verregaande elektrificatie in de industrie is ingezet, de paden en de snelheid van elektrificatie kunnen onderweg veranderen.

Aanbevelingen voor vervolg

Het potentieel voor elektrificatie, de impact op infrastructuur en opwek, en barrières voor implementatie zijn door deze routekaart inzichtelijk gemaakt. Daarmee is een solide basis gelegd om elektrificatie in de industrie verder te ontwikkelen. De bevindingen van deze routekaart leiden ook tot nieuwe vragen. Deze worden hier als aanbevelingen voor verdere verdieping genoemd:

■ Werk aan systeemoptimalisatie inclusief industriële elektrificatie

De routekaart beschrijft de mogelijkheden, maar heeft geen dynamische modellering van het energiesysteem gedaan. De inzichten over potentiëlen, behoefte aan CO₂-vrij regelbaar vermogen bieden een startpunt voor optimalisatie. Deze gegevens kunnen worden gebruikt om bestaande modellen te verfijnen en de rol van industriële elektrificatie goed onderbouwd mee te nemen.

■ Vertaal potentieel en randvoorwaarden en acties naar de verschillende industrieclusters

Het technische potentieel voor elektrificatie is in kaart gebracht voor de verschillende industrieclusters, met indicaties van de knelpunten in infrastructuur. De CES'en beschrijven plannen van de clusters voor 2030 en 2050 en de bijbehorende opwek en infrastructuur vanuit. Het verdient aanbeveling om deze beelden naast elkaar te leggen, zodat keuzes per cluster gemaakt kunnen worden.

■ Breng de kosten voor elektrificatie in kaart, inclusief de verdeling over de keten

Nu de opties voor elektrificatie in kaart zijn gebracht dringt de vraag zich op wat de kosten van verschillende alternatieven zijn, zoals de verhouding tussen directe en indirecte elektrificatie of tussen lokale productie of import. Daarnaast is voor partijen in de keten relevant om inzicht te hebben in de verdeling van kosten, afhankelijk van deze keuzes.

■ Verfijn beelden van flexibele opwek

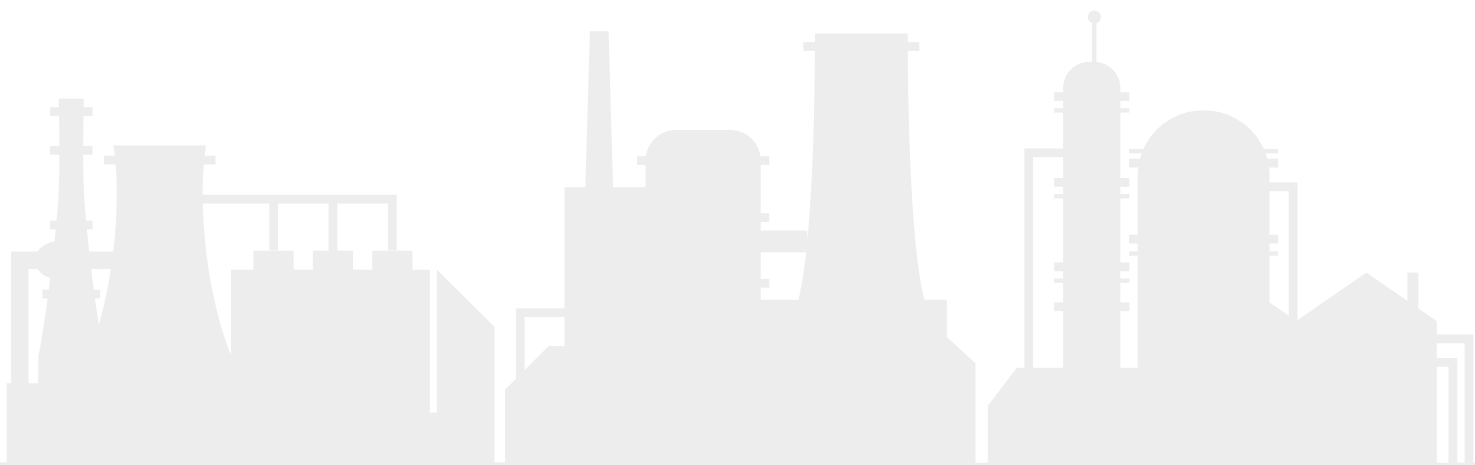
Een kosteneffectief energiesysteem op basis van zonne- en windenergie heeft een grote behoefte aan flexibel vermogen. De routekaart vult dit na 2030 voorlopig in met regelbare opwek en opslag op basis van waterstof. De mogelijkheden voor flexibiliteit van industriële processen en CO₂-vrij regelbaar vermogen vragen om meer uitwerking, op basis van voortschrijdend inzicht en innovaties.



Betrokkenen

De Routekaart Elektrificatie is opgesteld onder begeleiding van een stuurgroep vanuit de Werkgroep Power-to-Industry (onder de Uitvoeringstafels Industrie en Elektriciteit onder het Klimaatakkoord.) Deze stuurgroep bestond uit:

Naam	Organisatie
Alice Krekt	Deltalinqs
David Pappie	Ministerie van Economische Zaken en Klimaat
David Peters	Stedin
Eveline Otten	Shell
Hans Coenen	Gasunie
Hans Grünfeld	VEMW
Jan van der Lee	TenneT
Michelle Prins	N&M
Olof van der Gaag	NVDE
Ron Wit	Eneco
Sascha van Rooijen, Hans Timmers	NWEA
Walter Ruijgrok, Rick van Staveren	Energie-Nederland



Tussentijdse resultaten zijn getoetst bij een klankbordgroep. Deze bestond uit:

Naam	Organisatie
Alex Kaat	Holland Solar
Arendo Schreurs	NOGEPA
Frits van der Velde, Annelien d'Arnaud Gerkens	Gasunie
Hilbert Klok, Niels Blaauwbroek	NWEA
Iliass Bannouh	LyondellBasell
Inez Treffers, Tom Strengers	VEMW
Jacob Rookmaaker	RWE
Jeroep Tap	Dow
Jilles van den Beukel	Eneco
Elske Veenstra, Ed Buddenbaum	Ministerie van Economische Zaken en Klimaat
Marc Londo	NVDE
Marnix van Alphen	Vattenfall
Martijn Broekhof	VNCI
Peter van Rhede van der Kloot	VNG
Raymond Segers	De Jong Verpakkingen
Remko Ybema	Nouryon
Rob Martens	Netbeheer Nederland
Robert Haffner	Air Liquide
Roeland Manders	Engie
Sekhar Lahiri	FME/VNMI
Thomas van Riet	VolkerWessels
Yvonne Boerakker	Provincie Noord-Brabant





2 Potentieel van elektrificatie in de industrie

2.1 Introductie

In dit hoofdstuk brengen we het potentieel voor industriële elektrificatie in Nederland tot 2050 in kaart. Afgelopen jaren zijn verschillende studies uitgevoerd waarbij het potentieel voor industriële elektrificatie in Nederland in kaart werd gebracht. De analyses verschillen echter in karakterisering, afbakening, en uitsplitsing. Daarbij zijn er verschillende routes mogelijk voor industriële elektrificatie.

Veelal wordt onderscheid gemaakt tussen directe elektrificatie of indirecte elektrificatie. In het eerste geval gaat het om directe inzet van elektriciteit, terwijl in het tweede geval gekozen wordt voor inzet van waterstof die geproduceerd wordt met elektriciteit. Daarnaast kan onderscheid gemaakt worden tussen elektrificatie van het primaire proces zelf (zoals conversie of scheiding, of juist de ondersteunende processen (utiliteit zoals warmtevoorziening). De eerste categorie vergt veelal fundamentele en ingrijpende procesherziening en nieuwe technologieën. De tweede categorie kan in veel gevallen op zichzelf staan worden geëlektrificeerd en in veel gevallen zijn daarvoor al technieken beschikbaar.

Startpunt voor het technisch potentieel is het huidige industriële energiegebruik in Nederland. Dit wordt gevolgd door de uitwerking van met maximale technische potentieel voor het finaal verbruik van elektriciteit of juist waterstof. Vervolgens wordt, uitgaande van de huidige vooruitzichten voor de technische ontwikkelingen van elektrificatietechnieken, ook de ontwikkeling van het technisch potentieel in de tijd ingeschat. De mate waarin deze uitersten daadwerkelijk worden gehaald, of waar in het geschetste speelveld het eindpunt zal liggen, hangt onder andere af de ontwikkeling van benodigde technologieën, maar ook de daadwerkelijke inzet van deze technologieën en van alternatieve decarbonisatie-routes zoals en inzet van groengas, geothermie of CCS. In de laatste paragrafen een bandbreedte voor een realistische potentieel voor elektrificatie en de bijbehorende CO₂-emissiereductie geschetst.

2.2 Energie- en grondstoftoepassingen in de Nederlandse industrie

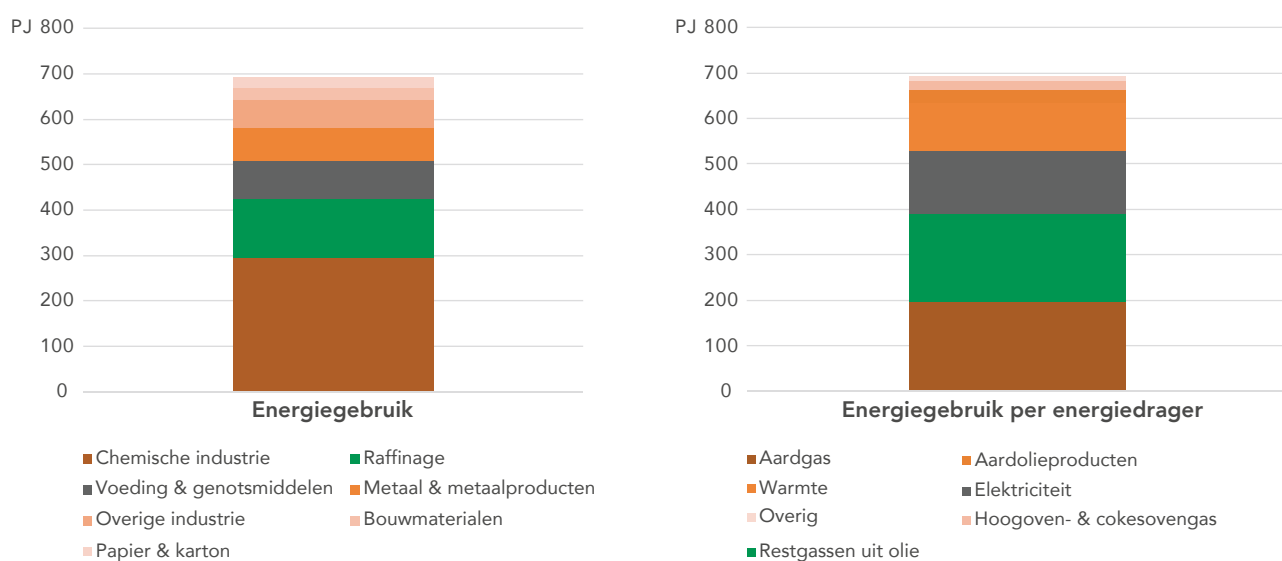
Het Nederlandse eindgebruik van energie, i.e. het finale energiegebruik, wordt bijgehouden door het CBS. De afgelopen jaren ligt dit voor Nederland op een niveau van ongeveer 3000 PJ per jaar. Ruim een derde van dit energiegebruik vindt plaats in de Nederlandse industrie, met een totaal finaal energiegebruik van ongeveer 1200 PJ per jaar.

Daarbij maakt het CBS onderscheid tussen energetisch en niet-energetisch gebruik van energiedragers. Het energetisch gebruik refereert dan aan energiedragers die benut wordt voor energetische doeleinden. Niet-energetisch gebruik is het gebruik van energiedragers als grondstof voor het maken van een producten die geen energiedrager zijn. Het industrieel gebruik van energiedragers in 2018 kwam uit op 1214 PJ, waarvan 694 PJ werd ingezet als energiedrager en 520 PJ als grondstof.

2.2.1 Energetisch gebruik van energiedragers

Het energetisch gebruik van energiedragers kan verder uitgesplitst worden naar sectoraal gebruik en naar het type energiedrager. De uitsplitsing op basis van CBS gegevens voor 2018 wordt weergegeven in Figuur 2.1.

De sectorale uitsplitsing van het industriële energiegebruik in Nederland voor wordt weergegeven in de linker staafdiagram in Figuur 2.1. Hieruit blijkt dat veruit het grootste deel van de 694 PJ aan industriële energiegebruik plaats heeft in de chemie, met 296 PJ of 43 procent van het totaal. Deze sector omvat verschillende deelsectoren, zoals de productie van chemische basisproducten, industriële gassen, kleur- en verfstoffen, anorganische basischemicaliën, organische basischemicaliën (petrochemie en overige organische basischemie), productie van kunstmeststoffen en stikstofverbindingen, en productie van primaire kunststof en synthetische rubber. De raffinaderijen nemen met 128 PJ of 18 procent van het industrieel energiegebruik in Nederland de tweede plaats in. Voor de productie van voeding- en genotsmiddelen (voeding, drank en tabak) wordt jaarlijks 84PJ of 12 procent van het totaal aan energie ingezet. Voor de staalindustrie, metaalproducten en machinebouw wordt met 74 PJ ongeveer 10 procent van het totaal gebruikt. De productie van bouwmaterialen vergt met 27 PJ nog 4 procent van het totaal en productie van papier & karton nog 24 PJ of ruim 3 procent. De resterende 61 PJ of 10 procent wordt gebruikt in overige industriële sectoren.



Figuur 2.1: Energetisch gebruik van energiedragers in de Nederlandse industrie in 2018, onderverdeeld naar sector (links) en energiedrager (rechts). Bron: CBS, 2020.

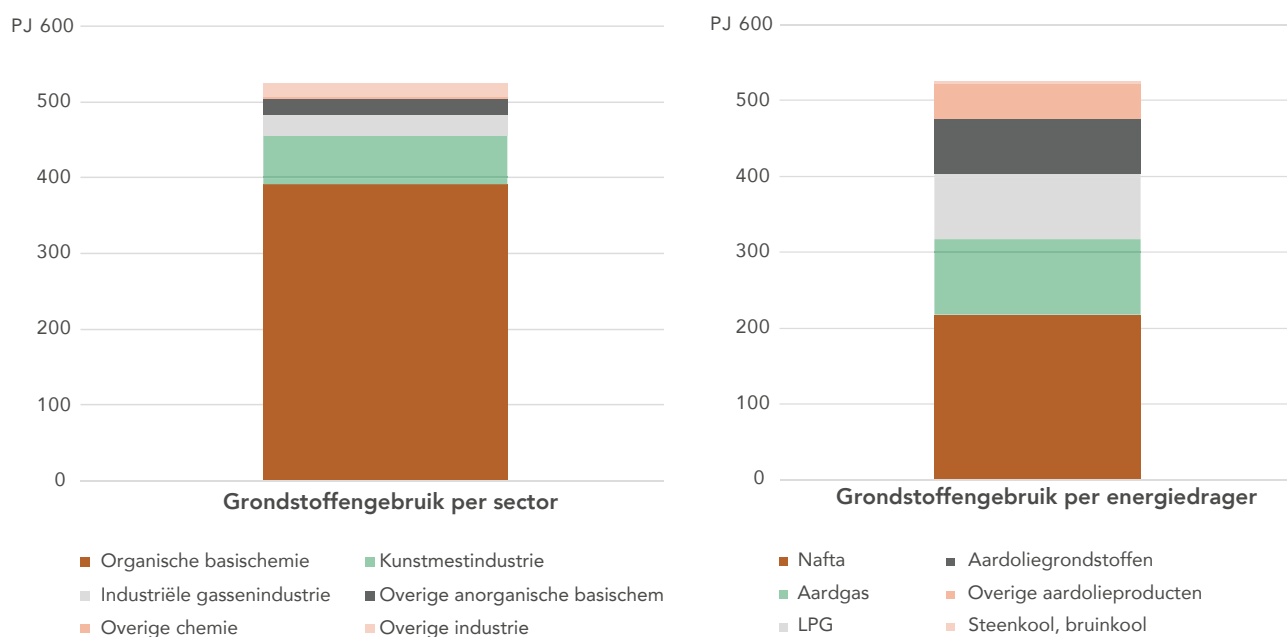
Uit de rapportages van het CBS kan ook een overzicht worden opgesteld van de energiedragers die worden ingezet, zoals weergegeven in de rechter staafdiagram in Figuur 2. Ongeveer 138 PJ of 20 procent van de energiebehoefte werd al ingevuld met elektriciteit. De overige 555 PJ heeft vrijwel volledig betrekking op thermische installaties die proceswarmte verzorgen. Het grootste deel van deze energiebehoefte wordt ingevuld met aardgas. Zo werd in 2018 ongeveer 197 PJ aardgas ingezet, ofwel 28 procent van het totaal. Er werden echter ongeveer evenveel restgassen uit olie ingezet, i.e. hoogcalorische restgassen die vooral vrijkomen bij raffinage en bij chemische processen. Een veel kleiner deel van 18 PJ, ruim 3 procent van de energiebehoefte, werd ingevuld met laagcalorische restgassen hoogovengas en cokesovengas uit de staalindustrie. Verder werd ongeveer 104 PJ of 15 procent met warmte, i.e. warm water of stoomlevering door derden.

2.2.2 Niet-energetisch gebruik van energiedragers

Het finaal gebruik van energiedragers als grondstof in de industrie lag in 2018 rond de 520 PJ ofwel 43 procent van de totale industriële vraag naar energie. In figuur 2.2 wordt een uitsplitsing van het sectorale gebruik en een uitsplitsing naar energiedrager weergegeven op basis van CBS gegevens voor 2018.

Het linker staafdiagram in figuur 2.2 geeft de inzet van energiedragers als grondstoffen weer. Veruit het grootste deel daarvan heeft plaats in de chemie. In deze sector gaat het in totaal om ongeveer 97 procent van het totaal. Met name de organische basischemie (o.m. de petrochemie) gebruikt relatief veel energiedragers als grondstof, met 390 PJ ongeveer 75 procent van het totaal. Verder worden energiedragers als grondstof gebruikt in de kunstmestindustrie (13 procent), de productie van industriële gassen (5 procent) en de overige anorganische chemie (4 procent). Het restant wordt gebruikt in andere sectoren in de chemie en industrie. Merk overigens op dat het gebruik van aardoliegrondstoffen voor raffinaderijen vrijwel niet onder finale gebruik van grondstoffen wordt meegerekend, omdat raffinageproducten uiteindelijk als energiedrager in andere sectoren worden ingezet.

In het rechter staafdiagram in figuur 2.2 wordt de samenstelling van energiedragers voor niet-energetisch gebruik weergegeven. Veruit het grootste deel hiervan bestaat uit aardoliegrondstoffen en -producten (81 procent) en aardgas (19 procent).



Figuur 2.2: Niet-energetisch gebruik van energiedragers in de Nederlandse industrie in 2018, onderverdeeld naar sector (links) en energiedrager (rechts). Bron: CBS, 2020.

Tegen de achtergrond van het elektrificatiepotentieel is het goed te beseffen dat in de industrie al veel waterstof wordt ingezet als grondstof. Inschatting van het bestaande waterstofgebruik is een complexe oefening in verband met beperkte beschikbaarheid van openbare gegevens. Waterstof wordt als zodanig namelijk nog niet door het CBS als energiedrager onderscheiden maar ondergebracht in restgassen. Een recente gezamenlijke analyse van TNO en het CBS komt op een totaal jaarlijks gebruik aan waterstof (zowel als grondstof als brandstof) van 180 PJ (TNO & CBS, 2020).

Onderstaande Tabel 2.1 op basis van diezelfde analyse presenteert een inschatting van waterstofproductie in Nederland. Waterstof wordt in de eerste plaats geproduceerd uit aardgas of raffinagegas via met name *steam methane reforming* (SMR) en *autothermal reforming* (ATR). Daarbij wordt waterstof geproduceerd in de vorm van syngas (een mengsel van waterstof en koolstofmonoxide). In Nederland wordt syngas voornamelijk ingezet voor de productie van methanol, of er wordt verdere scheiding toegepast om waterstof te produceren voor de productie van ammoniak, ontzwaveling en hydrokraken van olieproducten in raffinaderijen en inzet

in de biobrandstoffen industrie.⁵ Naast productie van zuivere waterstof uit aardgas en raffinagegas, ontstaat zuivere waterstof ook als bijproduct in het chlooralkali-proces in de chloorproductie. Tot slot wordt ook waterstof geproduceerd in de vorm van restgassen. Rijke restgassen zoals raffinagegas, met een hoog aandeel van waterstof en verder koolwaterstoffen, kunnen worden opgewaardeerd tot pure waterstof of direct worden gebruikt voor waterstoftoepassingen. De overige restgassen kunnen ook waterstof bevatten, en worden voornamelijk gebruikt als stookgas. Uit Tabel 2.1 kan opgemaakt worden deze waterstof in de vorm van deze restgassen ongeveer 30 procent van de totale waterstofproductie betreft. Rond de 70 procent van de waterstofproductie wordt als grondstof voor producten ingezet.

Tabel 2.1: Overzicht van geschatte jaarlijkse hoeveelheid waterstof in de industrie naar kwaliteit.

Bron: TNO & CBS, 2020.

Kwaliteit	Inschatting aandeel waterstof		
	bcm/j	kton/j	PJ/j (LHV)
Pure waterstof	10,8	968	116
Syngas	1,1	102	12
Rijke restgassen	3,8	338	41
Overige restgassen	1,0	93	11
Totaal waterstof	16,7	1500	180

2.3 Technisch potentieel voor elektrificatie

Verschillende voorgaande analyses van het technisch potentieel voor elektrificatie van proceswarmte brengen de temperatuurregimes van het huidige gebruik van proceswarmte in kaart (zie ook ECN, 2017; Berenschot, CE Delft, Industrial Energy Experts, Energy Matters, 2017; Hogeschool Rotterdam, 2017; ECN, 2018; RH DHV, 2020). In deze analyse is een vergelijkbare aanpak gehanteerd als in eerdere analyse door ECN (ECN, 2017).

Startpunt voor deze analyse wordt gevormd door inschatting van de warmtebehoefte in de industrie. De energiebalans van het CBS rapporteert het finale energiegebruik en finale elektriciteitsgebruik. Het verschil wordt als benadering van de totale warmtevraag gehanteerd. Vervolgens kan op basis van inschattingen uit literatuur het temperatuurniveau van de warmtevraag worden onderscheiden naar sector (JRC, 2012; Ecoheatcool, 2005; Davidse Consultancy, 2012), zie ook bijlage 1. Zo kunnen de laagtemperatuur warmtevraag (<200°C) en hogetemperatuur warmtevraag (>200°C) worden onderscheiden, twee temperatuurregimes met elk hun eigen elektrificatiemogelijkheden. Van de hiervoor genoemde ruim 555 PJ aan energiedragers die ingezet werd voor de warmtebehoefte in de Nederlandse industrie in 2018 ligt de verdeling over lage- en hogetemperatuur warmtevraag dan op ongeveer 40 procent (224 PJ) van het warmtegebruik onder de 200 °C en 60 procent (332 PJ) van het warmtegebruik op hogere temperaturen.

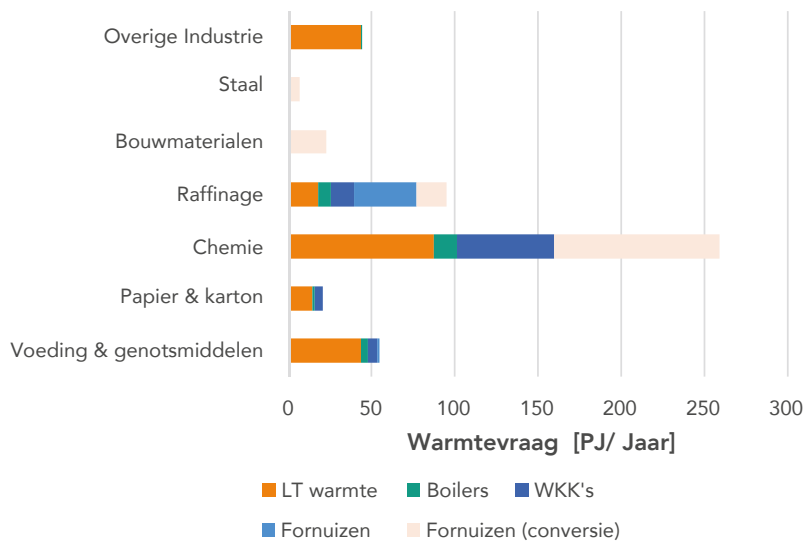
Het sectorale hogetemperatuur warmtegebruik kan verder worden onderverdeeld naar installatietype per locatie met behulp van informatie uit de Europese database van grote stookinstallaties⁶ (de *Large Combustion Plant* database of kortweg LCP database) uit 2018, als we aannemen dat deze database enkel het hoge temperatuur warmteregime betreft. In de database zijn alle stookinstallaties opgenomen met een thermische inputcapaciteit groter dan 50 MW_{th}, zoals fornuizen, boilers en WKK's inclusief hun locatie.

De LCP database geeft voor 2018 een totaal van 338 PJ aan inzet van energiedragers voor de grote stookinstallaties (exclusief de Nederlandse elektriciteitsproductie, maar inclusief industriële ketels en warmtekrachtinstallaties), vergelijkbaar met de hierboven gevonden 332 PJ. Op basis van kentallen voor het rendement van deze installaties volgt dan een finale hogetemperatuur warmtevraag van ongeveer 295 PJ en ongeveer 502 PJ totale (laagtemperatuur en hogetemperatuur) warmtevraag, zie ook bijlage 1.

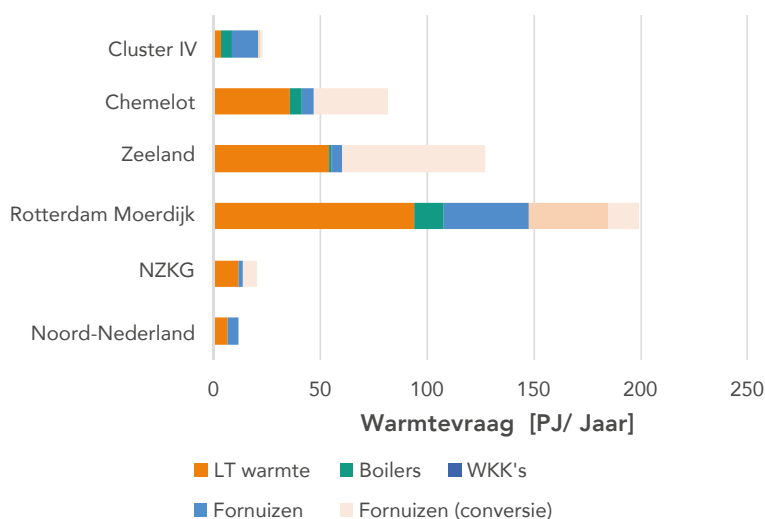
⁵ Er is verder een groot aantal kleinere toepassingen, zoals in de voedingsmiddelenindustrie, de glasindustrie, de metallurgische industrie en de elektronica-industrie.

⁶ Zie https://www.eea.europa.eu/data-and-maps/data/lcp-9/plant-by-plant-emissions-lcp/lcp_db_csv, versie 5.2

Schatting warmtevraag per sector



Schatting warmtevraag per locatie



Figuur 2.3: Inschatting verdeling van LT en HT warmtegebruik in de Nederlandse industrie in 2018 naar sector en naar locatie.

Door aldus de diverse informatiebronnen te combineren en de CBS totalen als ijkpunt te gebruiken, ontstaat het gewenste beeld van lage-temperatuur resp. hoge-temperatuur warmtebehoefte per sector, per regio en per installatie. Het resultaat wordt weergegeven in Figuur 2.3. In de beide staafdiagrammen wordt de sectorale inschatting van de warmtevraag weergegeven, onderverdeeld naar lage- en hogetemperatuur warmtevraag en een verdere onderverdeling van hogetemperatuur warmtevraag naar het type installatie waarmee ze wordt opgewekt. In het linker staafdiagram wordt deze onderverdeling weergegeven naar sector. Hieruit kan opgemaakt worden dat de industriële warmtevraag in met name de chemie hoog ligt, in de orde van 260 PJ ofwel zo'n 60 procent van het totaal. Raffinage volgt op de tweede plaats, met ongeveer 95 PJ ofwel 26 procent van het totaal. In het rechter staafdiagram wordt de onderverdeling weergegeven naar cluster. Met name Rotterdam Moerdijk, maar ook Zeeland en Chemelot laten hier een hoge warmtebehoefte zien, met respectievelijk 41 procent, 28 procent en 18 procent van het totaal. Dat is onder meer de weerslag van de kraakinstallaties in de chemie sector die in deze clusters staan opgesteld.

Aan de hand van de geschetste warmtevraag kan het verdere elektrificatiepotentieel worden afgeleid. In de volgende paragrafen werken we het technisch potentieel voor maximale inzet op directe en daarnaast op maximale indirecte elektrificatie verder uit. Zo wordt een eerste beeld geschetst van de uitersten van het finaal verbruik van elektriciteit of juist waterstof. Deze uitersten worden gebruikt om de omvang van het potentieel uit te werken en zo te illustreren.

Directe elektrificatie, met warmtepompen en elektrische boilers voor de kortere termijn, en elektrische fornuizen en elektrochemie voor de langere termijn. De directe elektrificatie optie heeft als voordeel dat deze op procesniveau het meest energie-efficiënt is. Een nadeel is de variatie in de opwek van hernieuwbare elektriciteit, de complexiteit van flexibiliteit en opslag in het systeem en de relatief hoge kosten van nieuwe- en on-site vervangings-infrastructuur. Tevens introduceert deze route een nieuwe manier van procesbedrijving waarvoor kennis en kunde vereist is en mogelijk uitdagingen in betrouwbaarheid of veiligheid een rol gaan spelen.

Indirecte elektrificatie, met groene waterstof die via elektrolyse wordt geproduceerd voor toepassing als grondstof, en als brandstof voor hoge temperatuur toepassingen. De indirecte elektrificatie optie heeft als nadeel dat er een aanzienlijk conversieverlies optreedt bij de omzetting van elektriciteit naar waterstof, maar daar staat tegenover dat opslag eenvoudiger is en dat de infrastructuur(-aanpassing) minder complex is en dat binnen de bedrijfsvoort gewerkt wordt met een energiesysteem dat vergelijkbaar is met wat er nu toegepast wordt.

De analyse wordt gebaseerd op productiecapaciteit, waarmee het technisch potentieel wat hoger zal liggen dan het hiervoor geschetste energiegebruik in 2018. Daarbij gaan we uit van de gegevens van de LCP database. Voor een scherper beeld van het directe en indirecte elektrificatie potentieel van de huidige industriële energievraag is de voorgaande analyse aangevuld met detailanalyse van de grotere sectoren op basis van de resultaten van het MIDDEN-project,⁷ en wel de bulk chemiesectoren (organische chemie, industriële gassen, kunstmestindustrie), de raffinagesector en de staalindustrie. Zie bijlage 1 voor meer details.

2.3.1 Technisch potentieel maximale *directe* elektrificatie

Voor inschatting van het technisch potentieel van maximale directe elektrificatie wordt verondersteld dat de bestaande installaties voor de warmtevoorziening – gasgestookte boilers, WKK's en fornuizen – gevoed door elektriciteit in plaats van fossiele dragers.

De lage temperatuurbehoefte wordt gebruikt als indicatie van het maximale potentieel van warmtepompen. Voor de inschatting van het technisch potentieel voor maximale directe elektrificatie veronderstellen we als startpunt dat de lagetemperatuur warmte tot 200 °C technisch gezien geëlektrificeerd kan worden met warmtepomptechnieken. Met de verdere ontwikkeling van industriële warmtepompen wordt dit temperatuurbereik op termijn haalbaar geacht (zie ook (ECN, 2018).

Daarnaast worden gasboilers en WKK's verondersteld te worden vervangen door elektrische boilers. Elektrische boilers met een temperatuurbereik van 350 °C zijn al verkrijgbaar en temperatuurbereik van nieuwe hybride boilers loopt volgens recente informatie al op tot 500 °C (RH DHV, 2020). Op langere termijn

⁷ In dit project worden decarbonisatie routes voor verschillende industriële sectoren gedetailleerd uitgewerkt op installatieniveau. Zie ook [MIDDEN: Manufacturing Industry Decarbonisation Data Exchange Network](#) | [PBL Netherlands Environmental Assessment Agency](#)

zullen naar verwachting meer elektrische fornuizen beschikbaar komen met een hoger temperatuurbereik. Voor specifieke grootschalige toepassingen, zoals elektrisch kraken en elektrolytische processen in de staalproductie, verkeren de technologieën echter nog in de R&D fase en zullen deze technologieën mogelijk pas tegen het einde van de zichthorizon beschikbaar komen (ECN, 2018).

Bij maximale toepassing van directe elektrificatie zal inzet van eerder genoemde restgassen worden verdrongen. Vaak zijn deze gassen verontreinigd en lenen ze zich niet eenvoudig voor andere toepassingen. Voor zover de processen waaruit deze restgassen voortkomen in de toekomst in stand worden gehouden, wordt verondersteld dat de restgassen zullen worden opgewerkt tot pure waterstof. Voor een dergelijke opwerking vindt al onderzoek plaats, zoals bijvoorbeeld in raffinage (H-vision, 2019). In deze analyse wordt uitgegaan van opwerking naar (blauwe) waterstof, CO₂ en neutrale componenten zoals stikstof. De opgewerkte CO₂ wordt afgevangen en ondergronds opgeslagen (i.e. er wordt *carbon capture & storage* of CCS toegepast). De opgewerkte (blauwe) waterstof wordt voor ondervuring aangewend en verdringt dus toepassing van elektriciteit. Voor de opwerking is ook energie nodig, waarbij wordt verondersteld dat elektriciteit wordt ingezet.

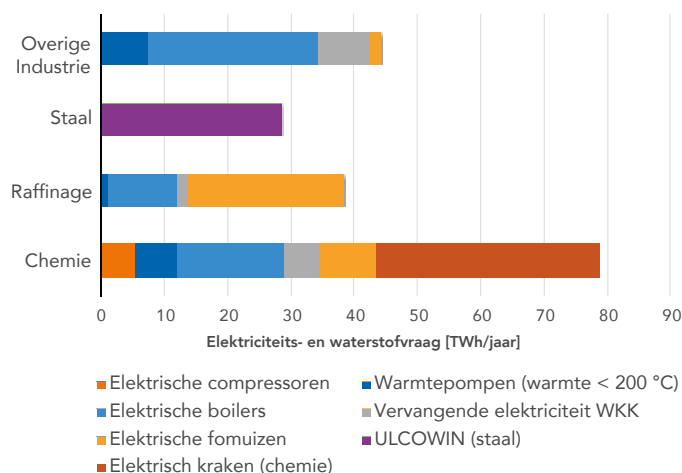
De voorgenoemde sectorale uitwerking op basis van de MIDDEN rapportages is als volgt ingevuld:

- Voor kraakprocessen in de organische chemie wordt verondersteld dat de kraakfornuizen (die nu veelal op stookgassen branden) op termijn worden vervangen door elektrische krakers. Verder worden stoom-aangedreven compressoren vervangen door elektrische compressoren. Aangenomen wordt verder dat de gekraakte restgassen worden omgezet in waterstof en CO₂, waarbij de CO₂ wordt afgevangen en ondergronds worden opgeslagen. De waterstof wordt on-site gebruikt om stoom te produceren, terwijl de resterende benodigde stoom wordt geleverd door elektrische boilers. Een eventueel aanwezige WKK wordt uitgefaseerd, waarbij de wegvallende warmtelevering wordt vervangen door elektrische boilers en wegvallende elektriciteitsproductie wordt betrokken van het net.
- Voor industriële gassen en de ammoniakproductie wordt verondersteld dat de aardgasreformer fornuizen om waterstof te maken uit aardgas operationeel blijven worden, maar wel elektrisch worden verwarmd. Het vrijkomende restgas bevat veel stikstof (N₂) en weinig methaan en kan niet voor herverwerking of verbranding worden gebruikt. De CO₂ wordt afgevangen en de bijbehorende energiebehoefte wordt meegenomen. Een deel van deze CO₂ is nodig in de productie van ureum uit NH₃ en CO₂. Een eventueel aanwezige WKK wordt afgezet en de warmteproductie hiervan en van de andere conventionele boilers wordt vervangen door elektrische boilers. De wegvallende elektriciteitsproductie wordt betrokken van het net.
- In geval van raffinage gaat deze uitwerking uit van het vervangen van de huidige gasgestookte boilers en fornuizen door elektrische fornuizen, maar ook fornuizen op (blauwe) waterstof. De hierbij vrijgespeelde grote hoeveelheid stookgassen worden gebruikt voor de productie van blauwe waterstof met CO₂ afvang in elektrische SMR's of ATR's. Verder worden WKK's vervangen door elektrische boilers, en de huidige elektriciteitsproductie van de WKK's betrokken van het net. Aangezien moderne raffinaderijen sterk geïntegreerd zijn zullen deze aannames naar verwachting verre van optimaal zijn.
- Voor de staalindustrie gaan we uit ontwikkeling van electrostaal processen. In het Ultra Low CO₂ Steelmaking (ULCOS) project van de Europese Unie zijn diverse alternatieven ontwikkeld voor de huidige CO₂-intensieve processen. Eén daarvan is ULCOWIN, een proces waarin ijzererts elektrochemisch wordt gereduceerd tot ijzer. Het geproduceerde ijzer wordt verder verwerkt in een vlamboogoven. Dit wordt als een kansrijke technologie gezien die mogelijk vanaf 2040 kan worden toegepast.

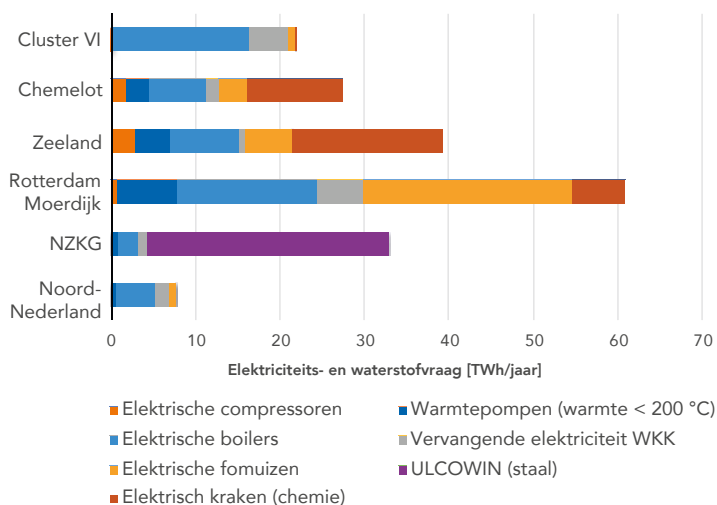
Voor de overige sectoren wordt verondersteld dat gasboilers en WKK's worden vervangen door elektrische boilers (inclusief correctie voor het wegvallen van de elektriciteitsproductie), en dat ook ovens en andere verwarmingsinstallaties op termijn kunnen worden geëlektrificeerd.

Het resultaat voor directe elektrificatie wordt weergegeven in Figuur 2.4, met aan de linkerkzijde de resultante finale elektriciteitsvraag naar sector, en rechts de elektriciteitsvraag naar cluster. Deze aanpak levert een totaal aanvullend elektrificatie potentieel van ongeveer 190 TWh, bovenop het huidige elektriciteitsverbruik gebruik. Ter referentie, de huidige totale Nederlandse elektriciteitsvraag bedraagt 110 TWh. Op vollast basis betekent dit een vermogen gevraagd zou worden van maar liefst 21,7 GW.

Potentieel directe elektrificatie per sector



Potentieel directe elektrificatie per cluster



Figuur 2.4: Potentieelschatting van finale vraag voor directe elektrificatie in de Nederlandse industrie naar type installatie, per sector (boven) en per cluster (onder).

2.3.2 Technisch potentieel maximale *indirecte* elektrificatie

In geval van de inschatting van het maximale technische potentieel voor indirecte elektrificatie wordt gebruikgemaakt van groene waterstof voor industriële warmte-toepassingen. De lage temperatuurbehoefte ook in dit geval echter gebruikt als indicatie van het maximale potentieel voor warmtepompen. De benodigde waterstof wordt ingezet in boilers, ter vervanging van bestaande gasboilers en WKK's. Industriële WKK's worden verondersteld afgeschakeld te worden. Op termijn zullen naar verwachting ook waterstoffornuizen beschikbaar komen (zie ook (ECN, 2018)). Voor de eerder genoemde grootschalige toepassingen met hoge temperaturen, zoals stoomkraken, wordt dergelijke ontwikkeling ook voorzien, terwijl voor staalproductie gewerkt wordt aan *direct reduction* technieken op basis van aardgas en vervolgens waterstof (HYBRIT, 2018).

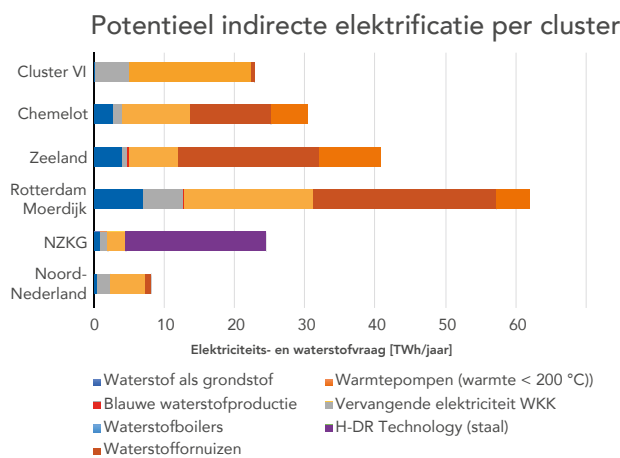
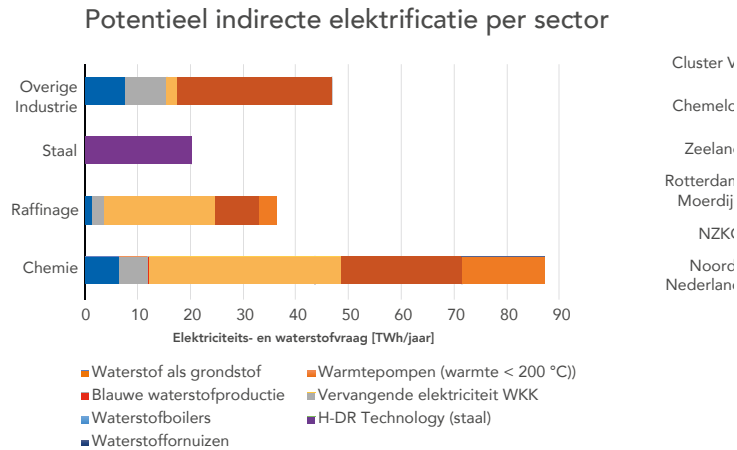
Bij maximale toepassing van indirecte elektrificatie zal eveneens inzet van eerder genoemde restgassen worden verdrongen. Ook in dit geval wordt verondersteld dat de restgassen zullen worden opgewerkt tot pure waterstof, waarbij CO₂ wordt afgevangen en ondergronds opgeslagen. De opgewerkte (blauwe) waterstof wordt ingezet in de industrie en verdringt dus toepassing van groene waterstof.

De voorgenoemde sectorale uitwerking op basis van de MIDDEN rapportages is als volgt ingevuld:

- In de uitwerking van de kraakprocessen in de organische chemie wordt verondersteld dat waterstof wordt gebruikt als brandstof voor de kraakfornuizen en voor stoomproductie in boilers. De restgassen uit de krakers worden gebruikt om blauwe waterstof te produceren. Verder wordt alle stoom opgewekt uit huidige boilers en WKK's vervangen door stoom uit waterstof-boilers en wordt de verloren elektriciteit geleverd vanuit het net. De benodigde waterstof voor grondstof en brandstof wordt geleverd als groene waterstof.
- In geval van productie van industriële gassen wordt aangenomen dat alle waterstofproductie uit de SMR's wordt vervangen door groene waterstofaanvoer. De wegvallende WKK-stoomproductie wordt vervangen door waterstofketels en de wegvallende elektriciteit wordt geleverd door het net.
- Voor de kunstmestindustrie wordt in deze analyse verondersteld dat additioneel benodigde groene waterstof worden aangevoerd voor gebruik als grondstof voor de ammoniakproductie. De stoomproductie uit de SMR's (die onder andere wordt gebruikt in de ureum fabriek) valt dan weg en wordt daarom ingevuld met waterstofboilers. Dat geldt ook WKK's die worden uitgefaseerd. Wegvallende elektriciteitsproductie uit WKK vermogen wordt geleverd door het net. De benodigde proces-waterstof wordt deels geleverd door opwerking via een reformer met CCS uit fossiele grondstof om de minimumbehoefte aan CO₂ voor ureumproductie te halen.
- In geval van raffinage en petrochemie wordt waterstof gebruikt als brandstof voor de ovens en voor stoomproductie met waterstofketels. De restgassen worden gebruikt om blauwe waterstof te produceren. Verder wordt WKK vervangen door waterstofboilers, en de huidige elektriciteitsproductie van de WKK betrokken van het net.
- Voor de staalindustrie gaan we uit van hydrogen direct reduction (H-DR); ijzererts wordt hierbij gereduceerd tot ijzer door waterstof te gebruiken in plaats van koolstof. Dit levert in het proces waterdamp op in plaats van CO₂-rijk hoogovengas.

Voor de overige sectoren wordt verondersteld dat gasboilers en WKK worden vervangen door waterstof-boilers (inclusief correctie voor het wegvallen van de elektriciteitsproductie), en dat waterstoffornuizen worden toegepast ter vervanging van de bestaande fornuizen.

Het resultaat voor deze uitwerkingen wordt weergegeven in Figuur 2.5 met de finale energievraag ingedeeld naar sector aan de linkerkant en naar cluster aan de rechterkant. Dit figuur laat dus zien hoeveel aanvullende elektriciteit en waterstof er op de industriële productielocaties (aan het hek) geleverd zal moeten worden. De totale finale vraag naar energie voor de levering van warmte is sterk vergelijkbaar met directe elektrificatie en bedraagt net als in de directe elektrificatieroute rond 190 TWh. Deze additionele vraag zou (bij volledige implementatie) opgeteld moeten worden bij de huidige landelijke elektriciteitsbehoefte van 110 TWh.



Figuur 2.5: Potentieelschatting van finale vraag voor indirecte elektrificatie in de Nederlandse industrie naar type installatie, per sector (boven) en per cluster (onder).

2.4 Technisch potentieel 2030-2040-2050

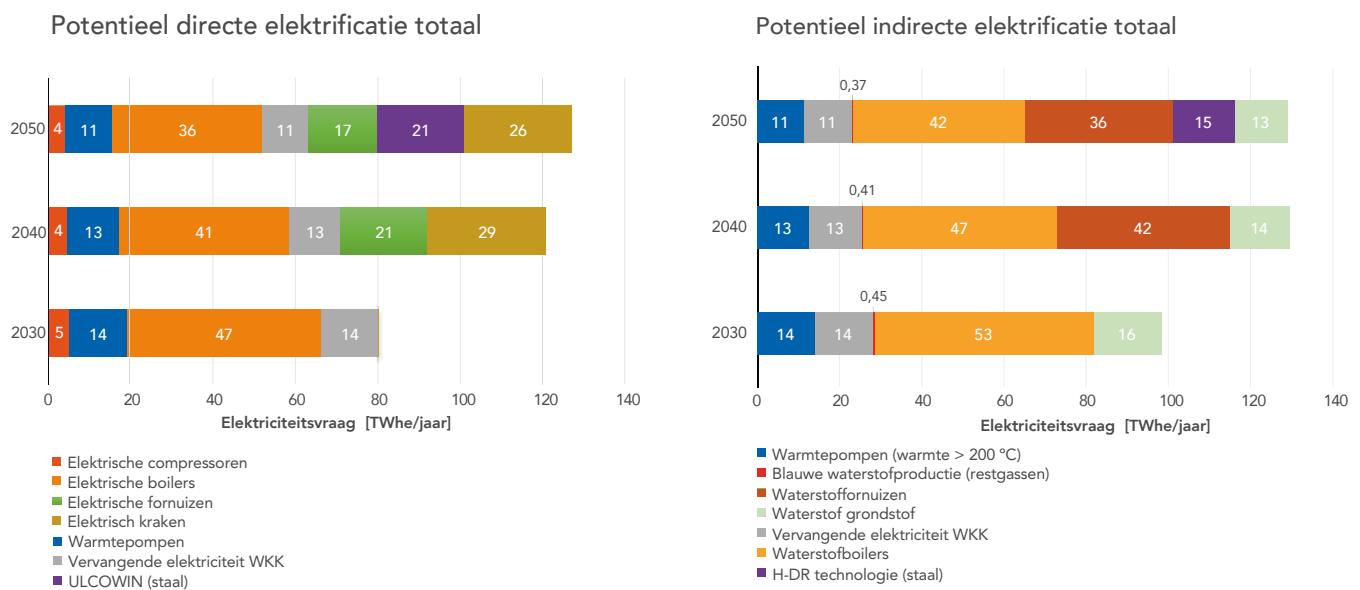
De technische potentiëlen die in voorgaande paragrafen zijn opgesteld gaan uit van technische vooruitzichten tot 2050. Om tot een verdere inschatting van het technisch potentieel per ijkjaar – 2030, 2040 en 2050 – te komen gaan we uit van de vooruitzichten voor de benodigde ontwikkeling van beschikbare technologieën. In deze evaluatie is gebruik gemaakt van recente inventarisaties (zie bijvoorbeeld Berenschot, CE Delft, Industrial Energy Experts, Energy Matters, 2017; ECN, 2018; DNV GL, 2018), zie ook bijlage 1.

Globaal zal tot 2030 allereerst op toepassing van elektrische aandrijving, warmtepompen en elektrische boilers kunnen worden ingezet, naast kleinschaliger toepassingen van hogetemperatuur toepassingen. Met name het technisch potentieel voor warmtepompen en elektrische boilers is daarbij groot. In de periode 2030 tot 2040 komen elektrische fornuizen op grotere schaal en waterstof fornuizen in beeld. Tot slot zal tegen 2040 naar verwachting toepassing en/of opschaling van elektrische kraakfornuizen en kraakfornuizen op waterstof mogelijk worden. Productie van staal op basis van elektriciteit of waterstof zal – vanwege de enorme ombouw die dit vergt - naar verwachting na 2040 echt tot wasdom zijn gekomen. Verder veronderstellen we dat efficiëntieverbetering de vraagontwikkeling zal gaan beïnvloeden, waarbij we uitgaan van een jaarlijkse verbetering van 1 procent.

In het geval van raffinage gaan we uit van krimp in verband met verwachte teruglopende vraag naar aardolieproducten en sluiten we aan bij het nationale scenario dat is opgesteld ten behoeve van I13050 (Berenschot & Kalavasta, 2020). Daarin vormt het scenario 'nationale sturing' - met in 2030 een krimp tot 36 procent in 2050, een middenpad tussen de overige scenario's. Op basis van interpolatie volgt dan een krimp tot 51 procent voor 2040 en 71 procent voor 2030.

Verder zullen er mogelijk juist nieuwe producten komen zoals *e-fuels* die gebaseerd kunnen zijn op CO₂ als grondstof. Dit kan een grote impact hebben op benodigde elektriciteit. In dezelfde studie voor I13050 wordt hiervoor een bovenwaarde van ongeveer 50 TWh aanvullende vraag opgenomen in het scenario 'nationale sturing'. Tot slot kan ook autonome groei worden voorzien. Daarbij kan in ieder geval gedacht worden aan de groei van datacenters. Zo werd recentelijk een ingeschat dat voor 2030 de elektriciteitsvraag van datacenters kan toenemen met 5 tot 15 TWh (Stuurgroep extra opgave, 2021). Voor de inschatting van de ontwikkeling van het technisch potentieel voor industriële elektrificatie tot 2050 nemen we dergelijke groei van industriële vraag niet expliciet mee in de overzichten.

Het gecombineerde effect van bovengenoemde veronderstellingen zijn voor de diverse technologieën samengevat in Figuur 2.6, waar de totalen voor zowel directe- als indirecte elektrificatie zijn weergegeven. Het geschetste beeld leidt tot een finale vraag naar elektriciteit dan wel waterstof van rond 80 TWh in 2030 oplopend tot 130 TWh in 2050.



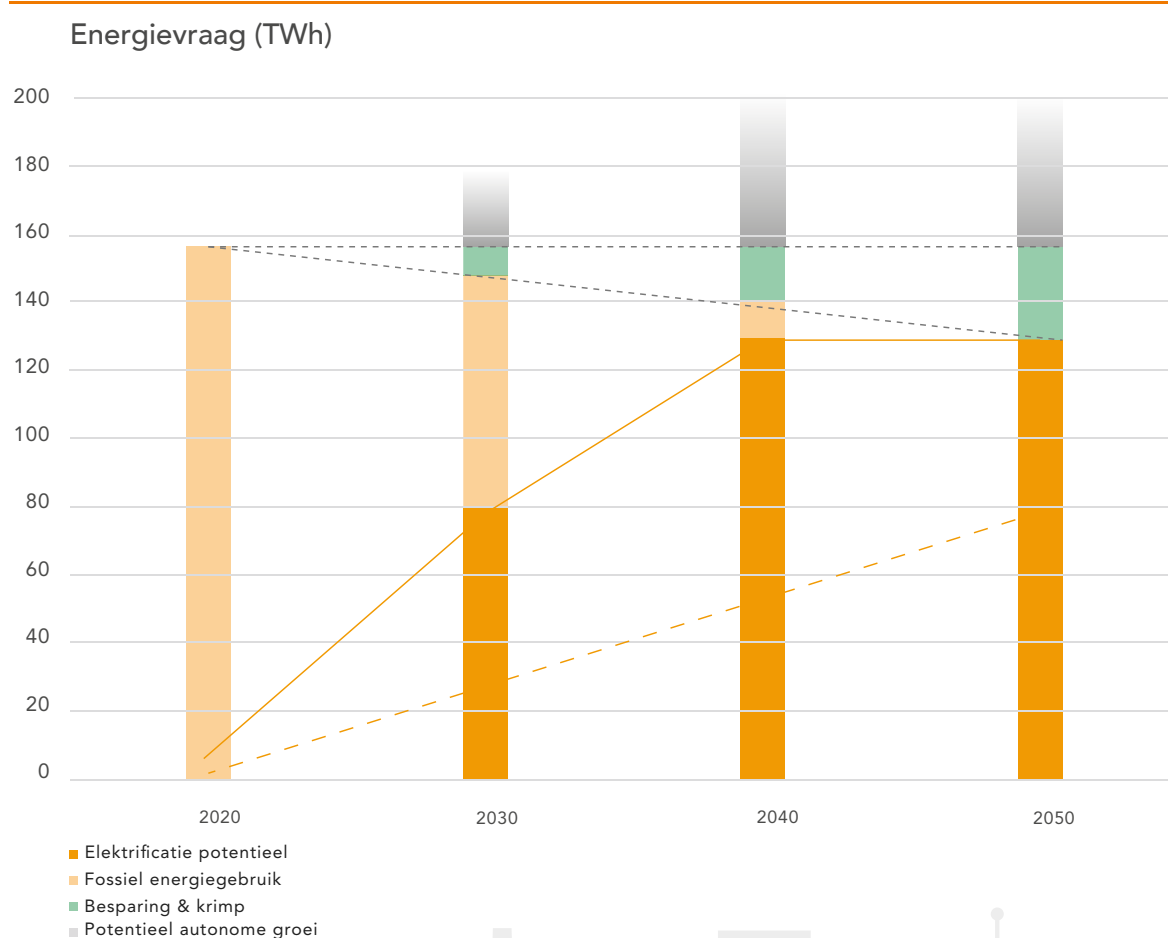
Figuur 2.6: Potentieelschatting voor elektrificatie van de primaire huidige energievraag in de Nederlandse industrie.

2.5 Bandbreedte technisch potentieel

Uit voorgaande paragraaf blijkt dat het technisch potentieel voor directe en indirecte elektrificatie een vergelijkbare orde van grootte laat zien in de ontwikkeling richting 2050. Het potentieel kan daarmee worden samengevat als weergegeven in Figuur 2.7. In de figuur wordt het technisch potentieel voor beide routes geschetst voor 2030, 2040 en 2050. Uitgaande van het huidige gebruik van fossiele energie (oranje), gegeven de veronderstelde verbetering van efficiëntie van jaarlijks 1 procent (groen) kan dan de ontwikkeling van het technisch potentieel in de tijd worden weergegeven op basis van de vooruitzich-

ten voor technische ontwikkeling (oranje). In grijs is in de figuur ook een beeld geschetst van mogelijke ontwikkeling van de aanvullende vraagontwikkeling voor synthetische brandstoffen (*synfuels*) en data-centers, ter indicatie van de orde van grootte van de energievraag die daaruit kan gaan ontstaan. De oranje lijnen tonen de ontwikkeling bij maximale (doorgetrokken) en haalbaar geachte (gestippelde) benutting van het elektrificatiepotentieel. De inschatting van het haalbare potentieel wordt hieronder toegelicht.

Voor 2030 wordt het technisch potentieel ingeschat op 80 TWh aan elektrificatie, oftewel maximaal 40 procent van het huidige industriële warmteverbruik op basis van capaciteit. Vooral toepassing van de elektrische boiler en warmtepompen laten hier een groot maximaal potentieel zien. Het bijbehorende potentieel voor CO₂-emissiereductie is 20 Mton/j. De inschatting gaat echter uit van volledige elektrificatie van de laagtemperatuur warmtevraag en van vollast inzet van elektrische boilers of waterstof boilers. Toepassing van waterstof in boilers vergt technisch nog stappen voor 2030, en vervanging van grijze waterstof door groene waterstof ligt meer voor de hand. De directe elektrificatieroute tot 2030 lijkt daarbij meer voor de hand te liggen.



Figuur 2.7: Illustratie van het potentieel van industriële elektrificatie in 2030 en 2050 (finaal gebruik).

Ook op het geschetste beeld van directe elektrificatie is echter het nodige af te dingen:

- Lagetemperatuur warmte wordt in veel gevallen echter al vanuit de warmtecascade geleverd (i.e. beschikbare restwarmte vanuit hogetemperatuur processen ter plaatse). In dat geval zou elektrificatie enkel restwarmtegebruik verdringen en beperkte CO₂-emissiereductie realiseren. Met name in clusters met grootschalige hogetemperatuur processen zal het haalbaar potentieel dus significant lager liggen,

wat neer komt op ongeveer 50 procent van de lagetemperatuur warmtebehoefte.

- Voor elektrische boilers zal beschikbaarheid van hernieuwbare elektriciteit uit zon en wind en rol gaan spelen. In geval van directe elektrificatie van stoomproductie op korte termijn zal basislast bedrijf tot gevolg hebben dat fossiele elektriciteit wordt ingezet in elektrische boilers, met hoge elektriciteitskosten en bovendien hogere CO₂-emissies in elektriciteitsproductie tot gevolg die de emissiereductie in stoomproductie overstijgen.⁸ Een oplossingsrichting wordt dan geboden door elektrische boilers in hybride set-up met gasgestookte boilers en WKK's, voorlopig nog op aardgas en in de toekomst wellicht op groengas en/of waterstof. Zo kan stoom afwisselend worden geleverd door (hernieuwbaar) gasgestookte ketels en WKK's enerzijds en elektrische boilers anderzijds, afhankelijk van de beschikbaarheid van hernieuwbare elektriciteit en de daarmee samenhangende elektriciteitsprijzen. Dat levert bovendien een significante bijdrage aan de broodnodige flexibiliteitslevering.

Als we hiervoor corrigeren, uitgaande van 50 procent van het technisch potentieel voor warmtepompen en flexibele inzet van elektrische boilers met 3000 vollasturen conform de huidige inschattingen (PBL, 2021), dan ligt het haalbaar potentieel rond de 30 TWh. Dat levert dan een bijbehorende potentieel voor CO₂-emissiereductie van 9 Mton/j.

Ook voor 2040 en 2050 groeit het technisch potentieel met een additionele vraag naar elektriciteit of waterstof van respectievelijk 40 TWh en 15 - 20 TWh tot een totaal van 130 TWh waarbij de Nederlandse industrie via directe en indirecte elektrificatie haar processen volledig CO₂-neutraal kan opereren. Een deel van dit potentieel zal mogelijk echter ingevuld gaan worden met alternatieven, zoals groengas, geothermie en CCS. Uitgaande van de huidige vooruitzichten voor de Nederlandse groengas realistische potentieel van 2 bcm en technisch potentieel van 3,6 bcm in 2030 (CE Delft, 2018), 20 - 25 PJ aan geothermie in de industrie in 2030 - 2050 (zie (EBN, 2018) en beperkingen voor financiering van CCS tot 7 Mton CO₂ (zoals afgesproken in het Klimaatakkoord) zal industriële elektrificatie noodzakelijk zijn om de klimaatdoelen te halen. Daarbij moet opgemerkt worden dat eerdere genoemde blauwe waterstofproductie uit restgassen al een mogelijke CCS behoefte van 7 - 8 Mton CO₂ met zich meebrengt. Corrigeren we voor deze alternatieven, dan zal tegen 2050 ongeveer 80 TWh aan de industriële elektrificatie nodig zijn om de Nederlandse industrie tegen die tijd CO₂-neutraal te kunnen laten opereren.

2.6 Inschatting CO₂-impact richting 2030-2040-2050

Het klimaatakkoord stelt tot doel in 2030 de equivalente CO₂ uitstoot met 49 procent te verlagen ten opzichte van 1990. Dit betekent dat de 228 Mton (1990) CO₂ uitstoot verlaagd wordt met 112 Mton naar 116 Mton (in 2030). Het PBL heeft berekend dat de uitstoot zonder klimaatakkoord uit zou komen op 165 Mton in 2030. Om het doel van 116 Mton te bereiken moet er dus nog 49 Mton af. De industrie heeft van deze 49 Mton een aandeel gekregen van 14,3 Mton. Dit komt bovenop bestaand beleid uit het basispad van PBL van 5,1 Mton. Dus in totaal 19,4 Mton reductie in 2030. Alles bij elkaar moet de uitstoot van de industrie hiermee dan uitkomen op 35,7 Mton in 2030. Hieronder wordt verduidelijkt dat elektrificatie een hele belangrijke rol kan spelen, mits er voldoende CO₂-vrije elektriciteit beschikbaar komt. Het betreft hieronder maximale theoretische potentiëlen die gezamenlijk optellen tot voldoende potentieel om de emissie doelstellingen voor 2050 in de industrie te halen.

Tot 2030: warmtepompen, aandrijvingen en e-boilers: totaal maximaal ruim 20 Mton CO₂-reductie

Vervanging van stoomgedreven compressoren naar **elektrische aandrijving** is reeds mogelijk vóór 2030. Vooral in raffinage en petrochemie wordt restwarmte regelmatig omgezet in stoom. Deze stoom wordt in eerste instantie gebruikt voor downstream processen (cascadering), maar ook nog vaak voor aandrijving. Aandrijving is inefficiënt: een efficiëntie van slechts 25-30 procent is niet ongevoel. De voorgaande inschatting gaat uit van 5 TWh aan elektrificatiepotentieel dat nu wordt ingevuld met stoom. In de CO₂-

⁸ Voor wat betreft de CO₂-emissiereductie liggen mogelijk oplossingsrichtingen in een emissieboekhouding op jaarbasis in plaats van op uurbasis, zie ook hoofdstuk 4.

berekening wordt aangenomen dat bedrijven na elektrificatie de stoom anders inzetten en dat er dus een netto besparing aan stoom optreedt. Dit betekent in de praktijk minder boilers. Deze boilers worden nog met aardgas en/of restgassen gestookt – met een typische CO₂-emissiefactor van ongeveer 203 kg CO₂ per MWh voor aardgas en 228 kg/MWh voor restgassen. De berekende CO₂-reductie bedraagt dan ongeveer 6-7 Mton CO₂. Dit vereist dan wel de andere inzet van de vrijgekomen stoom in raffinaderijen en petrochemie en is inclusief verwachte sectorkrimp en efficiëntie in energiegebruik.

De introductie van **warmtepompen** voor lage temperatuur warmte zal vooral een rol spelen in de lage temperatuur industrie zoals papier, voedingsmiddelen en industrie gebaseerd op bio-based grondstoffen. De hogetemperatuur processen zullen de lagetemperatuur warmte voornamelijk leveren via cascadering. De inschatting is dat de genoemde sectoren ongeveer 33 TWh aan lage temperatuurwarmte nodig hebben, wat neerkomt op ruim 8 TWh aan warmtepomp vermogen met een COP van 4. Indien deze hoeveelheid warmte wordt voorzien via warmtepompen dan zit hier, een CO₂-emissie reductie aan vast van ruim 7 Mton CO₂, op basis van vervanging van aardgas in boilers en rekening houdend met energie-efficiency.

Het potentieel voor inzet van **elektrische boilers** - buiten raffinage en zware petrochemie - ter vervanging van gasboilers is hiervoor voor 2030 ingeschat op 27 TWh en er vindt voornamelijk vervanging plaats van aardgas. Deze 27 TWh aan elektriciteitsbehoefte is ter vervanging van aardgas en gaat gepaard met een CO₂-reductiepotentieel – bij volledige inzet op elektriciteit van 6,3 Mton.

In de evaluatie is ervan uitgegaan dat **WKK's** niet meer worden ingezet in de industrie en dat de geassocieerde stoomproductie wordt overgenomen door e-boilers. Dit is een wat onzekere aanname, omdat er zeer waarschijnlijk nog lang regelbare flexibele opwekbehoefte blijft, in ieder geval tot 2030. De CO₂-impact van de energiesector blijft dan gelijk (alleen de locatie van opwek zal veranderen).

Tot 2040: elektrische fornuizen en krakers – totaal maximaal 12,4 Mton CO₂-reductie

In de periode 2030 - 2040 kunnen een aantal nieuwe technologieën de intrede doen. Met name grootschalige **elektrische fornuizen** zullen gaan figureren, waaronder ook de elektrische krakers vallen. Deze introductie gaat bijna 50 TWh aan alternatieve warmtevoorziening opleveren en zal naar verwachting (inclusief het effect verdere sector krimp en energie efficiency) in deze periode tot rond 12,4 Mton verdere CO₂-emissie reductie leiden vergeleken met 2030. Het is hierbij wel van belang dat de overgebleven restgassen met een energetische waarde van ruim 36 TWh verwerkt worden, anders ligt er een potentiële rest-emissie van 8,2 Mton CO₂.

Tot 2050: staalproductie – 12,5 Mton

Als alles is geëlektrificeerd dan resteert nog de opgave om de staalproductie van Tata Steel CO₂-vrij te maken, een potentiële emissie reductie van rond 12,5 Mton. Op dit moment wordt bij Tata Steel het meest gesproken over DRI (Direct Reduced Iron) een relatief nieuwe technologie dat een andere procestechnologie met zich meebrengt dan traditioneel staalmaken in hoogovens. Het staalproductieproces heeft rond 30 TWh aan energie nodig voor 7 Mton staal, die nu geleverd wordt vanuit steenkool. Er is in waterstof DRI naar verwachting 20 TWh aan waterstof nodig alsmede een *Electric Arc Furnace*.





3 Opwek en infrastructuur

Uit hoofdstuk 2 blijkt dat er in de industrie een grote potentie voor elektrificatie is, zowel via de directe route, als via de indirecte waterstofroute. Uitgaande van geïnstalleerde capaciteit in 2020 werd een technisch maximumpotentieel van 190 TWh uitgerekend, dat in 2050 tot een behoefte van 130 TWh zou kunnen gaan leiden. Gegeven het huidige beeld van alternatieven zal waarschijnlijk minimaal 80 TWh aan industriële elektrificatie noodzakelijk zijn voor een CO₂-emissie vrije industrie. Om in deze behoefte te voorzien is een nieuw systeem nodig van windparken, zonnepanelen, flexibel vermogen, elektrolyzers en energieopslag.

In dit hoofdstuk wordt uitgewerkt hoe een dergelijk systeem er op hoofdlijnen uit zou kunnen zien voor zowel de directe als de indirecte route. Gezien de enorme omvang van de benodigde opwek die hier wordt geschetst, loont het zeer de moeite om het energiesysteem in zijn totaliteit te optimaliseren. Verder zal er ongetwijfeld een rol ontstaan voor importmogelijkheden van elektriciteit, van waterstof, of een andere energiedrager om CO₂-vrij regelbaar vermogen te voeden. Dit kan dan de benodigde systeemcapaciteit verder verlagen.

Hoewel de indicatieve berekeningen aangeven dat de verschillen in opwekcapaciteit tussen beide extreme routes relatief beperkt zijn (ongeveer 10 procent in geïnstalleerd vermogen voor wind), zal de impact op de benodigde infrastructuur inclusief elektrolyzers voor beide routes wel heel groot zijn. Gaat het om kabels, waarvoor ruimtegebrek vaak bepalend is, of om buizen, waarvan veel capaciteit op relatief korte termijn beschikbaar gemaakt kan worden. Ook de wens van de eindgebruikers kan hierbij een rol spelen, met name de bestaande infra binnen de fabriekspoort, operationele veiligheid en betrouwbaarheid zullen bij de voorkeur een rol spelen.

Het is dus van belang om vroegtijdig een keuze te maken waardoor industriële sites worden voorgesorteerd voor waterstof of voor directe elektrificatie. De basis voor dergelijke keuzes is een optimalisatie van (toekomstige) industriële locaties waar relatief veel additioneel elektrisch vermogen gevraagd kan worden, de beschikbaarheid van ruimte voor aanlandingskabels van wind op zee, of voor waterstofleidingen. Voor deze inzichten is directe interactie tussen industrie, netbeheerders en de energie-aanbodsector essentieel en zullen de recente opgezette CES'en en mogelijkheden als een *data safehouse* voor veilige opslag van vertrouwelijke gegevens een cruciale rol gaan spelen.

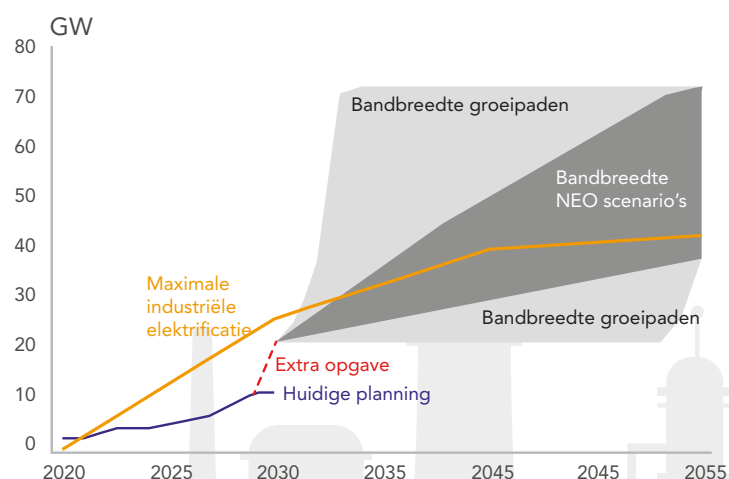
Bij de keuze en inrichting van de benodigde systemen zullen praktische overwegingen van belang zijn. De industrie kiest bij investeringen op basis van randvoorwaarden, die door de samenleving via de overheid worden gesteld. Denk daarbij aan beschikbaarheid en kostprijs van energie, maar zeker ook bereikbaarheid, beschikbaar zijn van havens en energie-infrastructuur, goede secundaire dienstverlening, toegang tot goed opgeleid personeel, een stabiel economisch, politiek en juridisch klimaat. De implementatie van voorkeursroutes wordt ook beïnvloed door doorlooptijden van benodigde technologische ontwikkelingen, tijdige uitrol van infrastructuur, tijdsplanning rond industriële *turnarounds*, vergunningsprocedures, en ruimtebeslag. Ook spelen exogene factoren een rol, zoals internationale ontwikkelingen in politieke verhoudingen, (energie)prijverschillen en ontwikkelingen in alternatieve technologie voor energieopwekking.

3.1 Uitdagingen in hernieuwbare opwek en transport

In hoofdstuk 2 werd een inschatting van het technisch potentieel voor industriële elektrificatie in Nederland gepresenteerd. Daaruit wordt al afgeleid dat voor deze industriële elektrificatie ook om een sterke toename van hernieuwbare opwek zal vragen. Tegelijkertijd mag verwacht worden dat ook de transportcapaciteit dan sterk zal moeten toenemen. In dit hoofdstuk werken we het perspectief op benodigde opwek en transport uit vanuit de context van het huidige beleid en de voornemens van ontwikkelaars van hernieuwbare elektriciteit en netbeheerders.

3.1.1 Hernieuwbare opwek

Voor de productie van elektriciteit en waterstof is in de variant indirecte elektrificatie in 2050 maximaal 46 GW vermogen aan windenergie benodigd of 190 GW vermogen aan zonne-energie. Om daadwerkelijk CO₂-uitstoot te verminderen is het vereist dat het tempo van groei in elektriciteit opwek afgestemd is op het tempo van elektrificatie van de industrie. Voor de periode 2020-2030 is met redelijke mate van zekerheid te zeggen hoe de geïnstalleerde capaciteit aan elektriciteitsproductie zich zal ontwikkelen, op basis van de huidige plannen. Zo is de geplande groei van de hoeveelheid offshore wind van 2,5 GW in 2020 naar ten minste 10,8 GW in 2030 (DNV, 2020). Volgens de Klimaat- en Energieverkenning 2020 zal de capaciteit naar verwachting uitkomen op 11,5 GW, omdat de benoemde gebieden in de Routekaart windenergie op zee 2030 voldoende ruimte bieden voor een capaciteitsverhoging door de toenemende opbrengst per vierkante kilometer (PBL, RIVM, RVO en TNO, 2020). Daarmee zou jaarlijks 47,8 TWh hernieuwbare elektriciteit worden opgewekt. Recentelijk echter heeft de Stuurgroep Extra Opgave geadviseerd om dit doel bijna te verdubbeld met nog eens 10 GW offshore wind in 2030, om een elektrificatievraag van maximaal 45 TWh in de industrie en datacenters te kunnen dekken (Stuurgroep Extra Opgave, 2021).⁹ Daarmee geeft de stuurgroep invulling aan de afspraak die in het Klimaatakkoord werd gemaakt, om de doelstellingen voor hernieuwbare elektriciteit aan te scherpen in het licht van verdere (industriële) elektrificatie. Verder zal de geïnstalleerde capaciteit aan zon-PV volgens de Klimaat- en Energieverkenning 2020 toenemen van 6.9 GW in 2019 tot 26 GW in 2030 (PBL, RIVM, RVO en TNO, 2020). Op langere termijn zal met name wind op zee veel potentieel bieden voor verdere groei. Een belangrijk uitgangspunt voor meer wind op zee na 2030 is het Noordzeeakkoord, met daarin de afspraak de ruimte te verkennen voor 20 tot 40 GW aan extra windparken op zee bovenop de voorgenoemde 11,5 GW. Voor de periode na 2030 zijn verder eerste verkenningen van de ontwikkeling van wind op zee uitgevoerd in Noordzee Energie Outlook (zie (DNV, 2020) en (Berenschot & Kalavasta, 2020)). Hierin wordt een bandbreedte van 38 tot 72 GW aan wind op zee in 2050 geschetst voor volledige decarbonisatie van het energiesysteem voor respectievelijk hoge energie import of een zelfvoorzienend energiesysteem. Uitgaande van de gemiddelde Europese groei van 22 procent per jaar¹⁰ voor wind op zee capaciteit in de periode 2009-2019 schetst de studie ook een bandbreedte voor de bijbehorende mogelijke groeipaden. Daarbij wordt onderscheid gemaakt tussen versnelde groei en vertraagde groei, zodanig dat 38 tot 72 GW in 2050 gerealiseerd wordt, zodat duidelijk wordt of benodigde sectorale opschaling ook haalbaar is.



Figuur 3.1: Groeipaden voor wind op zee richting 2050 op basis van de huidige planning, het advies van de Stuurgroep Extra Opgave en de North Sea Energy Outlook.

⁹ Volgens de landelijke netbeheerder TenneT is dat technisch enkel haalbaar als de aanvullende netaansluitingen direct invoeden op industrieclusters (i.e. de industriële clusters aan de kust) en de vraag naar elektriciteit navent met mee groeit.

¹⁰ Compound Annual Growth Rate ofwel CAGR

In Figuur 3.1 worden de groeipaden voor wind op zee richting 2050 op basis van de huidige planning, het advies van de Stuurgroep Extra Opgave en de North Sea Energy Outlook geschetst, in samenhang met de benodigde ontwikkeling van wind op zee voor industriële elektrificatie als geschetst in hoofdstuk 2 (oranje curve). Voor 2030 wordt de huidige prognose voor 2030 weergegeven (paarse curve) aangevuld met het advies vanuit de stuurgroep Extra Opgave (rode curve). Na 2030 volgen de groeipaden richting 38 tot 72 GW, inclusief de bandbreedte voor de groeipaden op basis van de langjarige gemiddelde groeiratio van Europese wind op zee capaciteit. Uit de figuur kan opgemaakt worden dat volledige invulling van het technisch potentieel voor industriële elektrificatie in 2030 niet volledig haalbaar, maar wel voor een groot deel. Voor de periode na 2030 zou gezien de diverse studies verdere opschaling tot het maximale industriële elektrificatie potentieel goed haalbaar moeten zijn.

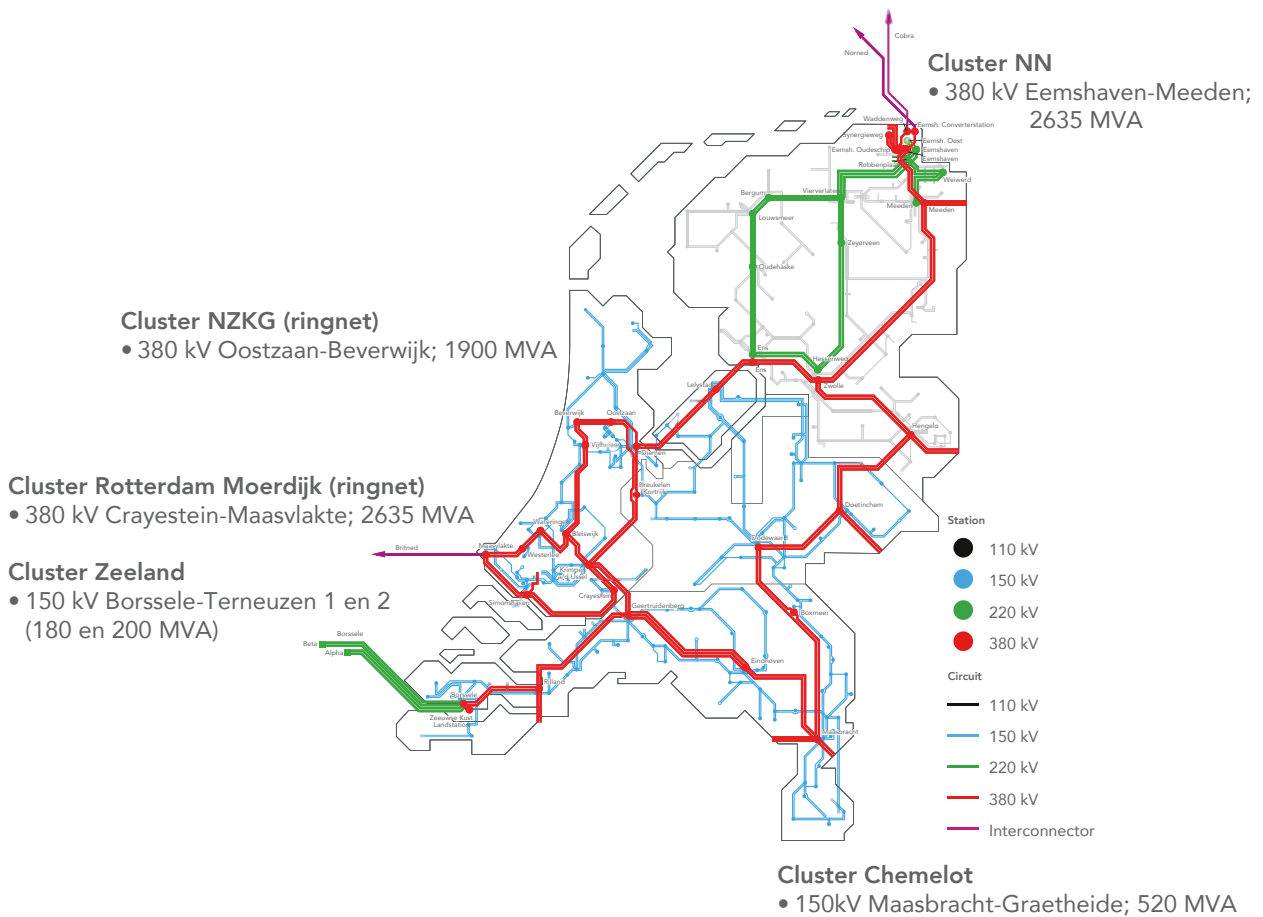
3.1.2 Elektrische infrastructuur

Elektriciteit in Nederland wordt primair getransporteerd over het 380 kV-net. Het Nederlandse 380 kV-net bestaat uit een centraal ringnet met verbindingen tussen industriële clusters, aansluiting van grootschalig productievermogen en verbindingen met Duitsland, België, Noorwegen, Groot-Brittannië en Denemarken. Naast het 380 kV-net ligt in het noorden nog een kleiner 220 kV-net. Het grootste deel van de Nederlandse industrie wordt gevoed door onderliggende 150 kV-netten. In Figuur 3.2 is een schematisch geografisch overzicht van het Nederlandse hoogspanningsnet weergegeven, met hierin de belangrijkste verbindingen voor het voeden van de industriële clusters en de bijbehorende transportcapaciteit (HoogspanningsNet Netkaart, 2021).¹¹ In eerdere verkenningen van toekomstige ontwikkeling van netbelastingen in de provinciale systeemstudies kwamen deze verbindingen ook naar voren als belangrijkste kandidaten voor verzwaring bij sterke ontwikkeling van industriële vraag naar elektriciteit (CE Delft, Quintel, TNO, 2021; CE Delft, TNO, Studio Marco Vermeulen, 2019; CE Delft, TNO, Quintel, 2020; CE Delft, Royal HaskoningDHV, 2020; CE Delft, Quintel, 2019).

Aanvullend geeft Tabel 3.1 een overzicht van de belangrijkste verbindingen vanuit het landelijke ringnet naar de industriële clusters met de bijbehorende transportcapaciteit (HoogspanningsNet Netkaart, 2021). Hierin is de industriële elektriciteitsvraag op clusterniveau in 2018 aangegeven op basis van de recente TIKI rapportage (Taskforce infrastructuur klimaat industrie, 2020). Aanvullend wordt ook een inschatting van de huidige belastingen weergegeven op basis van deze industriële elektriciteitsvraag.

Op deze wijze kan ook een inschatting opgesteld worden van de ontwikkeling van de belasting van de kritische transportverbindingen voor de industriële clusters bij realisatie van het technisch potentieel voor directe elektrificatie of indirecte elektrificatie, zoals die is gepresenteerd in hoofdstuk 2. Daarbij is het potentieel voor groei van industriële elektriciteitsvraag bij maximale directe elektrificatie significant hoger is dan bij indirecte elektrificatie. In een aantal clusters zal dit potentieel echter pas tussen 2040 en 2050 gerealiseerd kunnen worden in verband met de benodigde technische ontwikkeling van directe elektrificatie technologieën voor krakers en staalproductie. Dit is met name relevant voor het potentieel in Chemelot, Zeeland en NZKG.

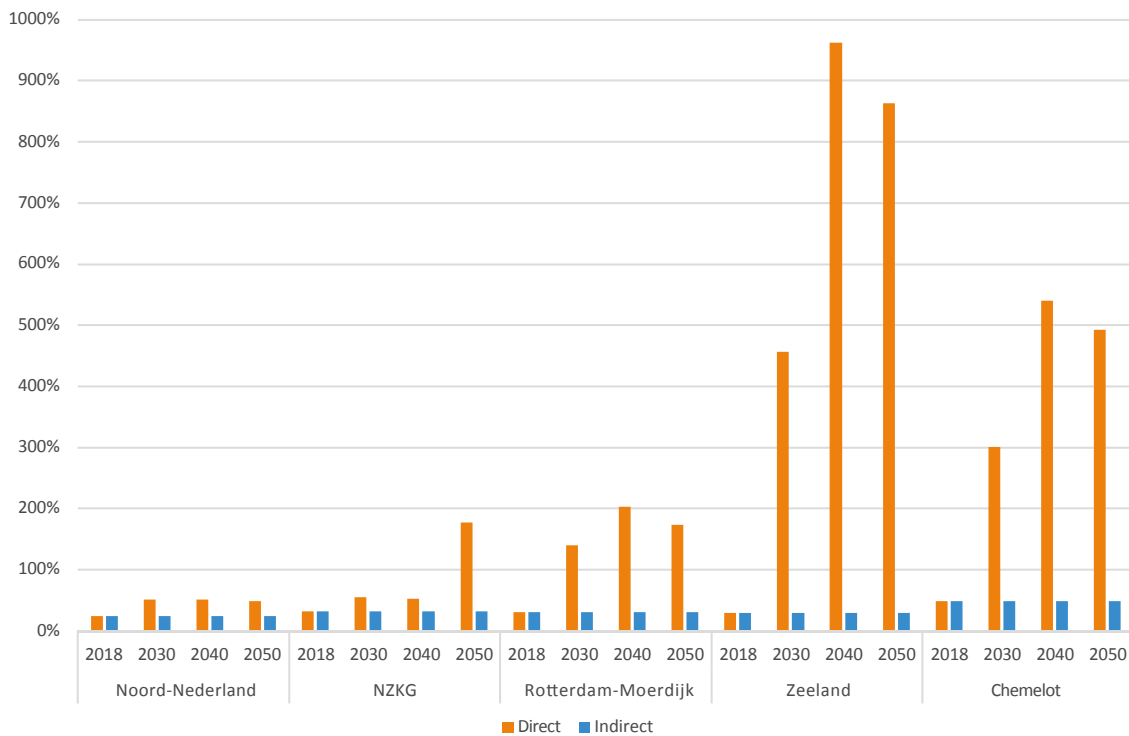
¹¹ Buiten het zogenaamde zesde cluster, dat over het land verspreid ligt.



Figuur 3.2: Overzicht van Nederlandse hoogspanningsnet per 1-1-2020. Bron: TenneT, 2020 en team analyse.

Tabel 3.1: Overzicht van belasting van verbindingen tussen industrieclusters en centraal ringnet in 2018.

Cluster	Koppelnet verbindingen	Transport-capaciteit koppelnet [MVA]	Industriële elektriciteitsvraag [TWh/j]	Huidige gevraagde capaciteit [MWe]	Belasting koppelnet [%]
Noord-Nederland	380 kV Eemshaven-Meeden (2635 MVA)	2635	5.6	634	24%
NZKG	380 kV Oostzaan-Beverwijk (1900 MVA)	1900	5.8	666	35%
Rotterdam-Moerdijk	380 kV Crayestein-Maasvlakte (2635 MVA)	2635	7.2	824	31%
Zeeland	150 kV Borssele-Terneuzen (180 en 200 MVA)	380	1.0	111	29%
Chemelot	150 kV Maasbracht – Graetheide (520 MVA)	520	2.2	254	49%



Figuur 3.3: Ontwikkeling van de belasting van kritische transportverbindingen voor de industriële clusters bij realisatie van het technisch potentieel voor maximale directe elektrificatie of maximale indirecte elektrificatie in de jaren 2030, 2040 en 2050.

Figuur 3.3 presenteert de resultante belasting van de kritische transportlijnen richting de industrieclusters op basis van het technisch potentieel voor industriële elektrificatie, indien het volledige technische potentieel aan industriële elektrificatie gerealiseerd gaat worden. Uit de figuur blijkt dat in voor het geval van maximale directe elektrificatie enkel voor Noord-Nederland de belasting gemiddeld genomen onder de 100 procent blijft. In het geval van maximale indirecte elektrificatie geldt dit voor alle clusters.

Het verschil tussen directe en indirecte zal hiermee met name een rol kunnen gaan spelen in de infrastructuurontwikkeling voor NZKG, Rotterdam-Moerdijk, Zeeland en Chemelot. In het NZKG zal de mogelijke beperking ook pas richting 2050 een belangrijke rol gaan spelen, wat betekent dat hier niet op korte termijn besluiten genomen moeten gaan worden vanuit het perspectief van industriële elektrificatie. In het geval van Rotterdam-Moerdijk, Zeeland en Chemelot kunnen beperkingen reeds in 2030 ontstaan, wat betekent dat hier op korte termijn besloten moet worden hoe de toekomstige industriële energievraag vorm gaat krijgen en welke transportinfrastructuur voor elektriciteit nodig zal zijn om hier invulling aan te geven. Het uitblijven van een keuze hierin kan voor de industrie dan aanleiding worden voor uitstel van beslissingen over elektrificatie of om te kiezen voor indirecte elektrificatie op basis van onzekerheid over beschikbaarheid van voldoende transportcapaciteit voor elektriciteit.

In Zeeland en Chemelot zullen bij realisatie van het technisch potentieel aan industriële elektrificatie naar verwachting grote beperkingen gaan ontstaan op het elektriciteitsnet. In het cluster Zeeland wordt de belasting van de Borssele-Terneuzen kabels onder de Schelde zelfs acht keer groter dan de maximale transportcapaciteit ten gevolge van de elektrificatie van het kraakproces tussen 2040 en 2050. Ook is invoeding van duurzame opwek in deze clusters lastiger te realiseren, in het geval van Chemelot door de afstand tot de kust en in het geval van Zeeland door het gebrek aan een 380 kV verbinding aan de kant van Terneuzen. Dit maakt verzwaring van de elektriciteitsnetten richting deze clusters een no-regret maatregel om te voorkomen

dat infrastructuur een beperking zal worden voor industriële elektrificatie, al zitten er significante verschillen tussen Variant 1 en Variant 2 in de benodigde transportcapaciteit. In beide varianten zal de beperking echter reeds in 2030 kunnen ontstaan, wat betekent dat keuzes over de gewenste vorm van elektrificatie en de gevolgen hiervan op de benodigde infrastructuur reeds op korte termijn genomen dienen te worden.

Waar deze analyse inzicht tracht te geven in de mogelijke impact van directe en indirecte industriële elektrificatie, biedt het feit dat de gemiddelde belasting vanuit de industrie onder de 100 procent blijft of boven de 100 procent komt geen garantie m.b.t. de vraag of beperkingen op zullen gaan treden. Dit zal enerzijds afhankelijk zijn van de vraag in andere sectoren, inclusief de hoeveelheid en locatie van elektrolyzers en het vraagprofiel. Anderzijds spelen ook de hoeveelheid beschikbare lokale flexibiliteit en lokale duurzame opwek een rol in het bepalen van de uiteindelijke netbelasting nabij de industriële clusters. Het is dan ook aan te raden om zoveel mogelijk duurzame opwek in te voeden en flexibiliteit te ontsluiten op de clusters waar de beperkingen het grootst zullen zijn of het eerst op zullen gaan treden. Anderzijds dient de aanwezigheid van elektrolyzers afgestemd te worden op de plekken waar eventueel netcapaciteit beschikbaar is, en zo veel mogelijk gekoppeld te worden aan de invoeding en productie van wind op zee om verdere beperkingen in het net te voorkomen.

3.1.3 Waterstofinfrastructuur

In geval van indirecte elektrificatie in de industriële clusters is waterstofinfrastructuur nodig. Momenteel zijn de industriële clusters hierin zelfvoorzienend, en wordt lokaal aardgas of raffinagegas omgezet in waterstof alvorens dit in te zetten als grondstof in de industrie. Voor 2050 bestaat echter de ambitie om dit volledig met groene waterstof te doen. Om dit in te vullen bestaan twee mogelijkheden:

- Lokale conversie van groene stroom middels elektrolyse en clusters zelfvoorzienend houden.
- Centrale conversie in combinatie met landelijke infrastructuur voor transport en opslag.

Puur lokale conversie is technisch gezien mogelijk, maar logistiek complex en economisch niet optimaal. Het vereist directe transport van groene stroom naar de clusters, ook voor de clusters die hier niet direct toegang toe hebben zoals Chemelot en Cluster 6. De infrastructuurkosten hiervoor zijn relatief hoog, gezien infrastructuur voor elektriciteit naar verwachting hogere kosten met zich meebrengt dan infrastructuur voor waterstof. Ook vereist dit systeem lokale omzetting op basis van de lokale waterstofvraag, in plaats van dat conversie ingezet kan worden om op landelijk niveau overschotten aan duurzame elektriciteitsproductie op te lossen. Indien de inzet van lokale elektrolyzers gebeurt op basis van nationale marktprijzen zal daarnaast op lokaal niveau waterstofopslag nodig zijn.

Vanwege deze combinatie van technische en economische uitdagingen, wordt in de markt momenteel ingezet op centrale conversie en landelijke infrastructuur. Hierbij wordt momenteel onderzocht in hoeverre het bestaande aardgasnet hergebruikt kan worden voor het transport van waterstof om tijd en kosten te besparen. Indien dit het geval is, zal transportcapaciteit voor waterstof naar verwachting geen beperking zijn. In deze studie zal daarom verder niet ingegaan worden op de dimensionering van de benodigde infrastructuur voor waterstof, en zal enkel aanbevolen worden rekening te houden met de toekomstige ontwikkeling van de vraag naar waterstof door infrastructuur te over dimensioneren waar mogelijk.

Voor de opslag van waterstof voor het balanceren van het systeem geldt hetzelfde. Onderzoeken over de mogelijkheid tot inzet van zoutcavernes en oude gasvelden voor de opslag van waterstof zijn momenteel nog gaande. Indien mogelijk dient bij het maken van keuzes over de locaties voor waterstofopslag rekening gehouden worden met de toekomstige behoefte aan waterstofopslag, welke in nader in kaart gebracht zal worden in systeemstudies ten behoeve van bijvoorbeeld I13050. Anderzijds zullen eventuele beperkingen in de beschikbaarheid van waterstofopslag ook meegenomen moeten worden in toekomstige keuzes over de invulling van het energiesysteem en de rol die waterstof hierin zal spelen.

3.2 Implicaties van industriële elektrificatie op het systeem

De industriële warmtevraag zal volgens hoofdstuk 2 bij volledig stabiele levering in het directe elektrificatie scenario (uitgaande van 130 TWh in 2050) voor ongeveer 14,8 GW vollast aan elektriciteit bedragen. In het indirecte scenario zal de levering 2,7 GW vollast als elektriciteit betreffen en 13,5 GW als groene waterstof.

Het vereiste systeem zal een balans moeten vinden tussen de inherente fluctuaties in duurzame opwek tegenover het door de industrie gewenste leveringsprofiel. In de modelering wordt gebruik gemaakt van de generieke jaarprofielen en karakteristieken voor zon en wind uit het Energie Transitie Model (ETM) en wordt waterstof als buffer gebruikt (voor de aanpak, zie bijlage 2). Door deze, relatief simpele aanpak kan er een eerste beeld worden geschetst van de grootte van opwek, buffer en conversie voor de beide elektrificatie routes.

Door uit te gaan van 100 procent van de tijd stabiele levering aan de industrie, en geen import van CO₂-vrije brandstoffen mee te nemen wordt een *worst case* energiesysteem in beeld gebracht. Met name het effect van import van waterstof heeft een direct effect op benodigde opwek, elektrolyse en opslag capaciteit en is dus naast stimulering van industriële flexibiliteit een belangrijke variabele.

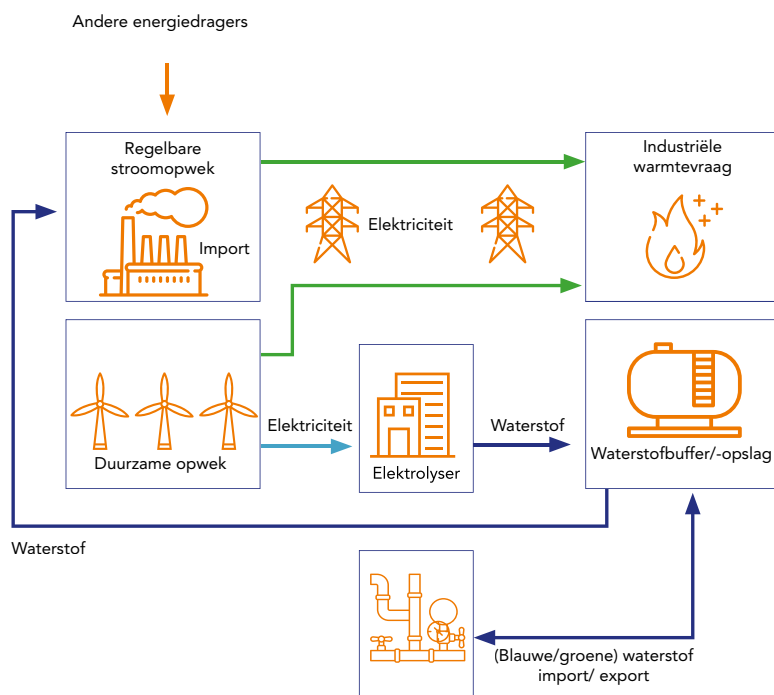
De berekeningen gaan uit van een steady-state energiebalans waarin de energievraag voor industriële warmte wordt geleverd via elektriciteit en waterstof, als weergegeven in Figuur 3.4. De energiebalans-berekening gaat er van uit dat zowel de directe als de indirecte elektrificatie route een relatief stabiele levering van respectievelijk elektriciteit en waterstof aan de industrie zullen vergen:

- Directe elektrificatie: naast levering van elektriciteit door duurzame opwek zal dan regelbaar vermogen nodig zijn op momenten dat er onvoldoende wind- en zonne-energie beschikbaar is. Bovendien zal dat regelbare vermogen op termijn CO₂-vrij moeten worden. In deze analyse gaan we uit van waterstof-gestookt vermogen, met bijbehorende behoefte aan buffercapaciteit.
- Indirecte elektrificatie: naast levering van waterstof vanuit elektrolyse en duurzame opwek en eventueel andere waterstoflevering, zal dan een buffer nodig zijn om het vraagprofiel vanuit de industrie in te vullen.

De balans gaat ervan uit dat overschotten aan elektrische opwek, dus meer opwek dan gebruik in de industrie, worden omgezet in waterstof, die ten tijde van tekort wordt gebruikt voor de levering van warmte aan de industrie. Dit kan verlopen via opwek van elektriciteit via flexibele centrales of via ondervuring met waterstof voor warmteopwekking.

Daarnaast is voor de directe elektrificatieroute een gevoeligheidsanalyse gedaan om de invloed van flexibiliteit in de industrie te kwantificeren. De industrie kan ervoor kiezen om haar productie deels flexibel in te richten, afhankelijk van elektriciteitsprijzen en/of beschikbaarheid, en via voorraadbeheer en bewuste overcapaciteit in de procesvoering toch stabiel product te kunnen leveren. Ook kan er gekozen worden voor de inzet van hybride boilers en/of elektrolyzers.





Figuur 3.4: Energiebalansconcept om stabiel energie te leveren aan de industrie.

3.2.1 Directe elektrificatie

Bij grootschalige toepassing van directe elektrificatie, met toepassing van elektriciteit voor grootschalige hogetemperatuur warmtebehoefte zal de industrie ook behoefte hebben aan stabiele elektriciteitslevering. Uitgaande van de potentieelanalyse in hoofdstuk 2 is er dan een volcontinue behoefte van 14,8 GW elektriciteit in 2050 benodigd voor aanwending als warmtebron. Hierbij is aangenomen dat de benodigde waterstof als grondstof in deze route wordt geleverd via bestaande (maar geëlektrificeerde) SMR's en als blauwe waterstof (met CCS) uit vrijgespeelde restgassen en aardgas.

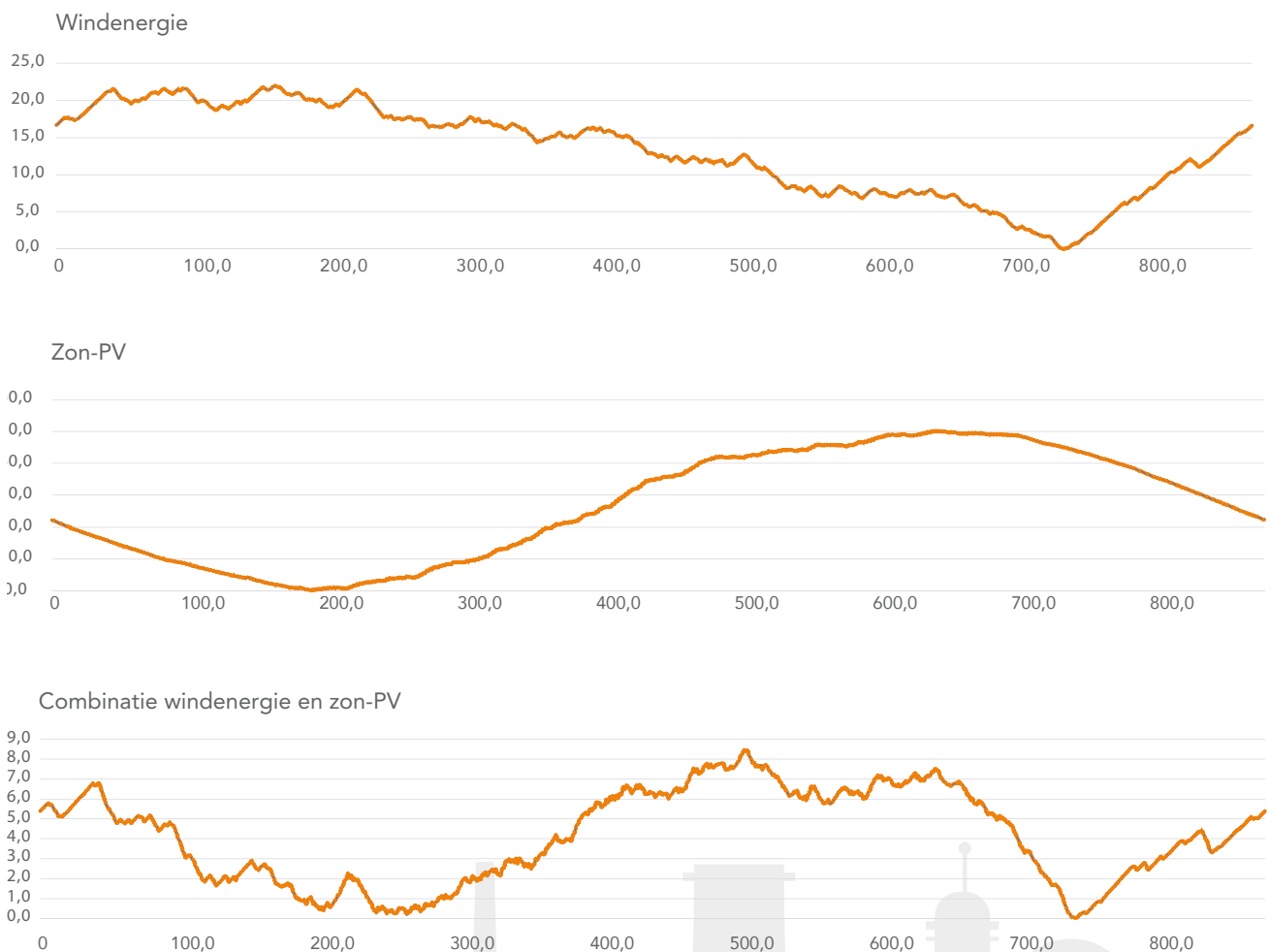
De natuurlijke fluctuaties van de opwek van elektriciteit uit wind en zon versus de behoefte aan stabiele levering aan de industrie vergt in de eerste plaats aanvullende regelbaar vermogen, om elektriciteit te leveren als er weinig wind- en/of zonne-energie beschikbaar is. Voor de Nederlandse situatie in 2020 bijvoorbeeld, met 10,2 GW zon- en 4,2 GW wind-capaciteit, ligt de daadwerkelijke productie van deze beide technologieën tegelijkertijd zo'n 2000 uren per jaar onder de 10 procent van de beschikbare opwekcapaciteit. Voor deze uren zal dus tussen 13,3 - 14,8 GW aan regelbaar vermogen nodig zijn, in de vorm van thermisch vermogen of opslag. Ter referentie, de huidige capaciteit aan thermisch vermogen (vooral fossiel, en in beperkte mate ook nucleair en op basis van biomassa/biogas en afval) ligt nu net onder de 25 GW (TenneT, 2020). Regelbaar vermogen zal naar de toekomst toe echter bovendien ook CO₂-vrij moeten worden.

In deze analyse gaan we in eerste instantie uit van inzet van waterstofgestookt thermisch vermogen, zodat ook een buffer in de vorm van waterstofopslag nodig zal zijn. Het benodigde buffervolume zal afhangen van de verhouding tussen opwek uit wind versus opwek uit zon. Voor een schets van het benodigde volume is hier uitgegaan van volledige wind-gebaseerde opwek, volledige zon-gebaseerde opwek en de combinatie die het benodigde buffervolume zo laag mogelijk houdt. Voor de benodigde buffering via waterstof is daarnaast een elektrolyse capaciteit vereist om alle overtollige opwek te verwerken tot waterstof. In deze berekeningen gaan we uit van de bovengrens, wat inhoudt dat werkelijk alle overtollige elektriciteit wordt verwerkt. In het geval er iets minder aan elektrolyse capaciteit wordt geplaatst zal dit gezien de wind en zon profielen slechts een beperkt effect hebben op de waterstofproductie. Voor een dekkende energiebalans zou dan hogere productie van wind- en zonne-energie nodig zijn. Dit kan kostentechnisch aantrekkelijker zijn, maar wordt hier verder buiten beschouwing gelaten.

Uitgaande van de genoemde configuraties voor de energiebalans berekeningen volgt uit de behoefte van 14,8 GW aan elektriciteit dat bij enkel inzet van wind op zee, een opgesteld vermogen van rond 42 GW benodigd is. Voor de benodigde stabilisatie buffer via waterstof is daarnaast een elektrolyse capaciteit vereist van 24 GW om alle overtollige opwek te verwerken tot waterstof.

Door in de balans steeds cumulatief de waterstofbalans bij te houden kan de bufferbehoefte worden gekwantificeerd door het hele jaar heen. Dit is weergegeven in de eerste grafiek in Figuur 3.5 (boven). Deze zal in het geval van wind-opwek maximaal in de orde van 22 TWh bedragen, ofwel 7 - 8 mld. m³ aan waterstof. De opslag van de waterstof kan plaatsvinden in zoutcavernes en mogelijk ook oude gasvelden. In dat geval is het vanwege de benodigde drukopbouw de verwachting dat er dan ruim 100 TWh opgeslagen dient te worden, waarvan dan slechts 20 TWh wordt aangesproken en 80 TWh als kussengas nodig zal zijn. Alternatief kan waterstof ook opgeslagen worden in de vorm van vloeibaar waterstof, *liquid organic hydrogen carriers* (LOHC's), of ammoniak.

Waterstofbuffer directe elektrificatie (TWh)



Figuur 3.5: Verloop van waterstofbuffer (TWh) gedurende het jaar bij volledige inzet op wind (boven), zon-PV (midden) of combinatie van beide (onder).

Indien enkel inzet van zonne-energie als basis voor de energiebalansberekeningen wordt genomen, ligt het benodigde opgestelde opwekvermogen rond 224 GW, met daarnaast een elektrolysercapaciteit van 175 GW en een waterstofbuffer van meer dan 50 TWh ofwel rond 17 mld. m³ (zie ook de tweede grafiek in Figuur 3.5, midden).

Zowel opwek-, als conversie-, als buffercapaciteit liggen dus substantieel hoger dan in geval van een windgedreven systeem. Dit is een direct gevolg van het beperkte aantal zonne-uren, waardoor de benodigde volumes met hogere capaciteit in beperktere tijd zouden moeten worden gerealiseerd. Batterij-technologie zou in geval van een systeem op basis van zon-PV een grote rol kunnen spelen, gezien het kortcyclische karakter van zonne-energie in de zomer. Juist batterij-technologie met beperkte opslagcapaciteit biedt dan een gunstige aanvulling voor kort-cyclische opslag vanwege de relatief beperkte opslagcapaciteit. Maximale inzet van batterij-technologie met een aangenomen efficiëntie voor opslag en teruglevering vanuit de batterij van beiden 90 procent, in plaats van waterstof zal de berekende opwekcapaciteit aan zon-PV terugbrengen tot 145 GW met een behoefte aan elektriciteitsbuffering rond 37 TWh.

Uit de eerste twee grafieken in Figuur 3.5 blijkt duidelijk het verschil in verloop van het opwekprofiel van wind versus zon-PV over het seizoen. Waar waterstof uit wind vooral in de winter weer wordt aangevuld, wordt waterstof uit zonne-energie vooral in de zomer aangevuld. Een zekere complementariteit tussen beide vormen is dus te verwachten die tot uiting zal komen in een verminderde bufferbehoefte. De inzet van zon zal vanwege de grilligheid wel eisen stellen transport en conversie (zie ook bijlage 2). De synergie kan in het energiebalans model worden uitgewerkt en laat zien dat een systeem met 26 MW aan windcapaciteit en 62 GW aan zonnecapaciteit tot de laagste waterstof buffer behoefte leidt. Deze ligt in dit geval rond de 8,5 TWh ofwel 3 mld. m³, een flink stuk lager dan in de individuele gevallen van zon of wind. Het resultaat voor de waterstofbuffer wordt weergegeven in de derde grafiek in Figuur 3.5.

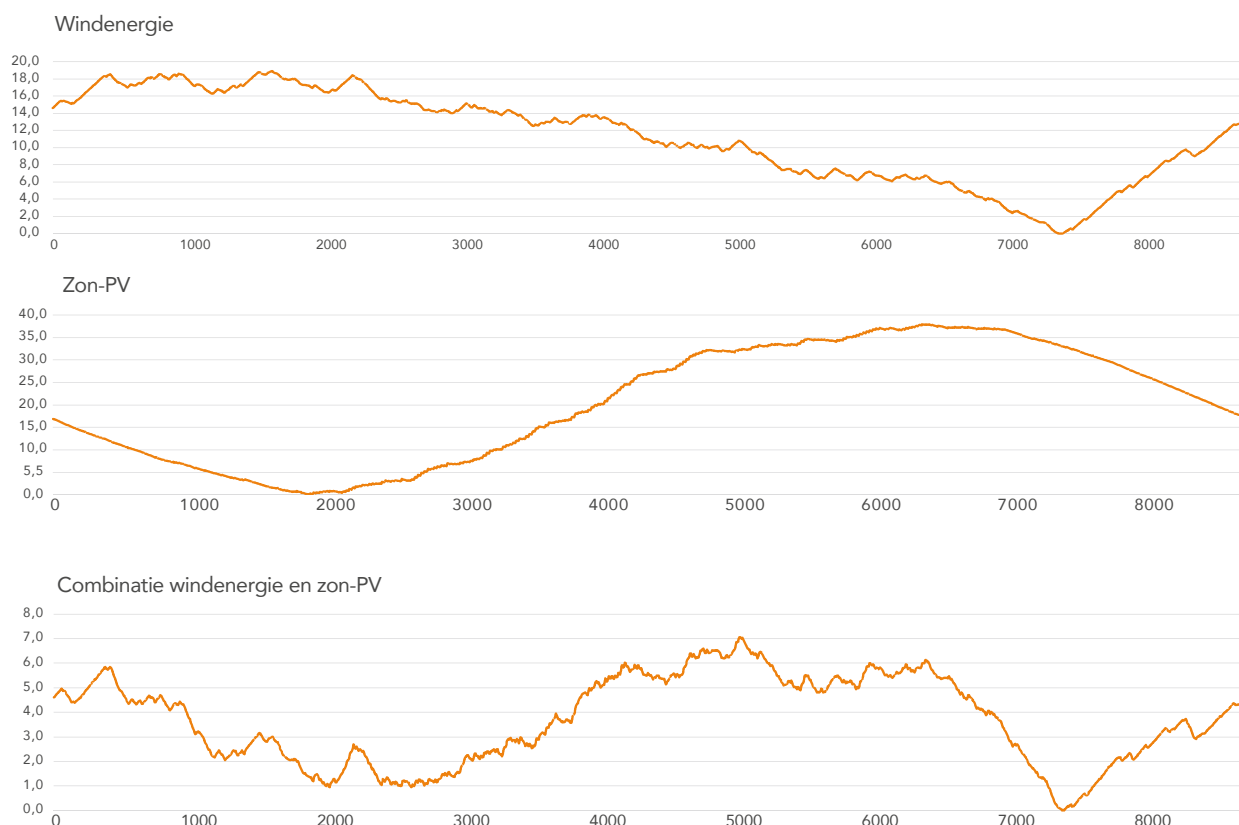
3.2.2 Indirecte elektrificatie

Bij indirecte elektrificatie is de modelering via de waterstofbalans op dezelfde wijze uitgevoerd. In dit geval wordt de energie vooral gedragen door waterstof (13,5 GW), met als uitzondering een beperkte directe inzet van elektriciteit (2,7 GW) voor generatie van lage temperatuur warmte (via warmtepompen). Dit laatste betreft in deze route met name warmtepompen, vervanging van WKK en elektrificatie van stoomturbines.

De energiebalans laat zien dat er in dit geval voor wind een geïnstalleerd vermogen van rond 46 GW vereist zal zijn, en daarnaast een elektrolyser-capaciteit van 41 GW voor de generatie van waterstof voor directe inzet en voor buffervorming. De behoefte aan waterstofbuffer is weergegeven in de eerste grafiek in Figuur 3.6 (boven) en ligt rond de 18 TWh ofwel 6 mld. m³. Deze behoefte verschilt dus niet veel van de directe elektrificatieroute.



Waterstofbuffer indirecte elektrificatie (TWh)



Figuur 3.6: Verloop van waterstofbuffer (TWh) gedurende het jaar bij volledige inzet op wind (boven), zon-PV (midden) of combinatie van beide (onder).

In het geval van aanwending van zonne-energie ligt de opwekbehoefte rond 190 GW wanneer waterstof als buffer wordt gebruikt. De bijbehorende elektrolyse capaciteit zal 160 GW bedragen om hiermee een waterstofbuffer van maximaal 38 TWh ofwel 13 mld. m³ te handhaven, zoals weergegeven in de tweede grafiek in Figuur 3.6 (midden).

Evenals voor de directe route blijkt ook hier uit de eerste twee grafieken in Figuur 3.6 het verschil in verloop van het opwekprofiel tussen windenergie en zonne-energie over het seizoen. Als deze in het energiebalans model worden uitgewerkt volgt dat een systeem met 32 GW aan capaciteit voor windenergie en 60 GW voor zonne-energie tot de laagste waterstof bufferbehoefte leidt. Deze ligt in dit geval rond de 7 TWh (figuur 3.6, onder).

3.2.3 Vergelijking tussen directe en indirecte elektrificatie

Zoals eerder opgemerkt zijn beide vormen van elektrificatie extremen. Het valt op dat de benodigde opwek in beide gevallen voor wind elkaar niet veel ontloopt met ongeveer 10 procent verschil, ondanks de onnauwkeurigheid van de modellering vanwege de vele onzekerheden. Dit is gevoelsmatig te verklaren doordat bij directe elektrificatie weliswaar de inzet van elektriciteit in directe finale vorm erg efficiënt is, maar dat de productie van de waterstof als buffer en vooral de latere inefficiënte omzet hiervan naar elektriciteit

een aanslag vormt op de efficiëntie van het systeem. Ook de behoefte aan buffer ontloopt elkaar niet zoveel, ook ongeveer 10 procent. De bandbreedte van de uitgewerkte configuraties varieert tussen de 10 en de 50 TWh en is vergelijkbaar met de bandbreedte van 10 - 47 TWh die in het TIKI rapport (Taskforce infrastructuur klimaatakkoord industrie, 2020) genoemd wordt.

Het grote verschil tussen de routes zit in de behoefte aan elektrolyzers, die in de indirecte route flink hoger ligt dan in de directe route. Daarentegen is in de directe route weer een grotere behoefte aan flexibel vermogen die kan draaien op CO₂-vrije brandstof. Ook het verschil tussen de benodigde infrastructuur tussen beide opties is groot. Bij directe elektrificatie moet het elektriciteitsnet voorzien in 14,8 GW aan levering in de industrie en zijn flexibele elektriciteitscentrales nodig, terwijl in de indirecte route vooral buisleidingen nodig zijn voor de waterstof.

Het is belangrijk te beseffen dat er nu gekeken is naar het systeem buiten de fabriekspoorten. De kosten en moeite van de aanpassingen van de industrie binnen de fabriekspoort kunnen zeer significant zijn.

3.2.4 Effect van flexibiliteit in de industrie

Bovengenoemde extreme routes kunnen voor wat betreft geïnstalleerd vermogen aan opwek en elektrolyzers worden geholpen door inzet van industriële flexibiliteit, zowel in totale vraag door tijdelijke productiebeperking, als door inzet van hybride technieken zoals boilers en elektrolyzers. Uit twee recente studies van respectievelijk DNV (DNV, 2020) en Strategy& (Strategy&, 2021) is gebleken dat er significante flexibiliteit in productie van de industrie mogelijk zou zijn. De gevoeligheid voor de impact van deze vorm van flexibiliteit op de benodigde capaciteiten in het energiesysteem is ter illustratie - voor de directe elektrificatie route vanuit wind opwek - berekend door deze te stellen op 10 procent. Met andere woorden, er wordt in de energiebalansberekeningen aangenomen dat de industrie in het geval van onvoldoende opwek de eerste 10 procent zelf opvangt alvorens er waterstof hoeft te worden ingezet voor elektriciteitsopwekking.

Daarnaast heeft de studie van het technische potentieel (hoofdstuk 2) laten zien dat naar schatting 30 procent van de warmtevraag kan worden ingevuld door inzet van hybride boilers. De mogelijkheid van flexibiliteit is gemodelleerd voor de directe elektrificatie case vanuit wind door een wat hogere efficiëntie van de inzet van waterstof aan te nemen, omdat slechts een deel van de waterstof tegen 60 procent efficiëntie wordt omgezet in elektriciteitscentrales en de rest direct in de hybride boilers met een rendement van 90 procent. In de periode tot 2040 naar verwachting grootschaliger ingezet gaat worden op directe of indirecte elektrificatie van ovens en fornuizen is het verdere hybride potentieel waarschijnlijk beperkt. Dit geldt ook voor elektrificatie van de chemie-krakers die dan ook in beeld komt. Uiteindelijk zullen vele installaties vragen om GW-schaal basislast voorziening van CO₂-vrije elektriciteit, zodat de ontwikkeling van CO₂-vrij regelbaar vermogen voor 2040 een belangrijke randvoorwaarde zal zijn.

Tot slot kan ook door import van waterstof, bijvoorbeeld in de vorm van LOHC's, gasvorming, vloeibaar of via ammoniak en bijdrage leveren aan de bufferbehoefte. Uitgaande van gelijkmatige levering zal dit een sterke bijdrage leveren aan stabilisatie van de energiebalans.

Indien deze gevallen worden meegenomen in de systeembalans, en uitgewerkt voor de variant directe elektrificatie met wind (3.2), blijkt dat flexibiliteit in productie van 10 procent de behoefte aan opwek-capaciteit van windenergie met een kleine 7 procent kan verminderen. Indien daarnaast ook nog wordt ingezet op 30 procent levering van de industriële warmte via inzet van hybride systemen, dan kan de benodigde opwek capaciteit verlaagd worden met in totaal 13 procent. Dit geldt ook voor de behoefte aan waterstof als buffer, en zal de elektrolyse capaciteit zelfs met bijna 20 procent kunnen verminderen. Combinaties van directe en indirecte elektrificatie (hybride) kunnen dus aantrekkelijke opties blijken, met elektrificatie van stoomvoorziening door elektrische ketels in hybride set-up in de eerste fase en ombouw

van gasgestookte boilers en/of WKK in een tweede fase. Als incentive kan de stoomvoorziening flexibel inspelen op prijsverschillen tussen elektriciteit en waterstof, wat de prijsrisico's kan beperken en het net kan ontlasten. Ter illustratie is aanvullend ook de impact van aanvullende importen weergegeven, uitgaande van 1 GW aan waterstofimport capaciteit. De benodigde opwekcapaciteit loopt dan nog verder terug met in totaal 15 procent, en de elektrolyse capaciteit met 23 procent.

Tabel 3.2: *Inschatting van potentiële impact van flexibiliteit in de industrie op het energiesysteem benodigd voor de directe elektrificatieroute voor een wind-gedreven energiesysteem.*

	Opwek (GW)	Elektrolyse (GW)
Basis (NL als eiland met waterstof als buffer)	42	24
+ Hybride inzet van boilers	-6%	-9%
+ Additioneel flexibele industriële vraag	-13%	-18%
+ 1 GW import van waterstof	-15%	-23%

Voor het alternatief van indirecte elektrificatie is deze voorwaarde minder pregnant, maar deze route brengt wel wat hogere energieverliezen met zich mee en zal een hoge capaciteit aan elektrolyse of waterstofimport vereisen.

3.3 Conclusie en aanbevelingen

Met het invullen van het elektrificatiepotentieel, waarbij rekening gehouden wordt met verbetering van de efficiëntie en met een krimp van de raffinagesector, ontstaat tussen nu en 2050 een additionele behoefte van 80 tot 130 TWh aan hernieuwbare elektriciteit. Deze behoefte komt neer op 26 tot 46 GW aan vermogen van wind op zee. Dit geldt voor zowel directe of indirecte elektrificatie, wanneer rekening wordt gehouden met verliezen in het systeem. Voor overwegend directe elektrificatie is CO₂-vrij regelbaar vermogen nodig als aanvulling. Uitgaande van waterstof als energiedrager zou bij deze bandbreedte dan ook 14 tot 24 GW elektrolyservermogen nodig zijn. Voor overwegend indirecte elektrificatie is 23 tot 41 GW elektrolyservermogen nodig om waterstof voor directe toepassing in de industrie te produceren. Voor het overbruggen van fluctuaties in het hernieuwbare energieaanbod zal in beide gevallen ongeveer 20 TWh aan waterstofopslag nodig zijn als buffer.

Deze getallen geven de extremen weer, waartussen geoptimaliseerd kan worden. Het ligt voor de hand dat een tussenweg zal worden gerealiseerd met een mix van technieken en hybride warmteopwekking uit elektriciteit en waterstof. Deze laatste vorm biedt de mogelijkheid om flexibiliteit te leveren en in te spelen op gunstige elektriciteitsprijzen. In dat geval kan het maximale vermogen voor wind op zee worden verlaagd naar 39 GW voor de additionele elektriciteitsvraag van de industrie.

Naast de elektrificatie van bestaande industrie kan additionele vraag ontstaan vanuit datacenters (bovenop de 15 TWh in 2030) en de productie van synthetische brandstoffen. Binnen de integrale infrastructuurverkenning I13050 is een schatting gemaakt voor de mogelijke omvang van de elektriciteitsvraag voor synthetische brandstoffen van 51 - 54 TWh.¹² In deze routekaart is de mogelijke groei in elektriciteitsvraag van datacenters en synthetische brandstoffen alleen indicatief meegenomen (zie figuur 1.1). Wanneer deze industriële activiteiten sterk groeien, kan de additionele industriële elektriciteitsvraag in 2050 ruim hoger uitvallen dan 130 TWh.

Deze sterke groei van de vraag naar elektriciteit zal met name gevoed worden vanuit wind op zee. Zonne-energie kan aanvullend een rol spelen om het aantal uren duurzame energie aanbod te maximaliseren. De 10 GW wind op zee die in het advies van de Stuurgroep Extra Opgave is aangegeven, loopt

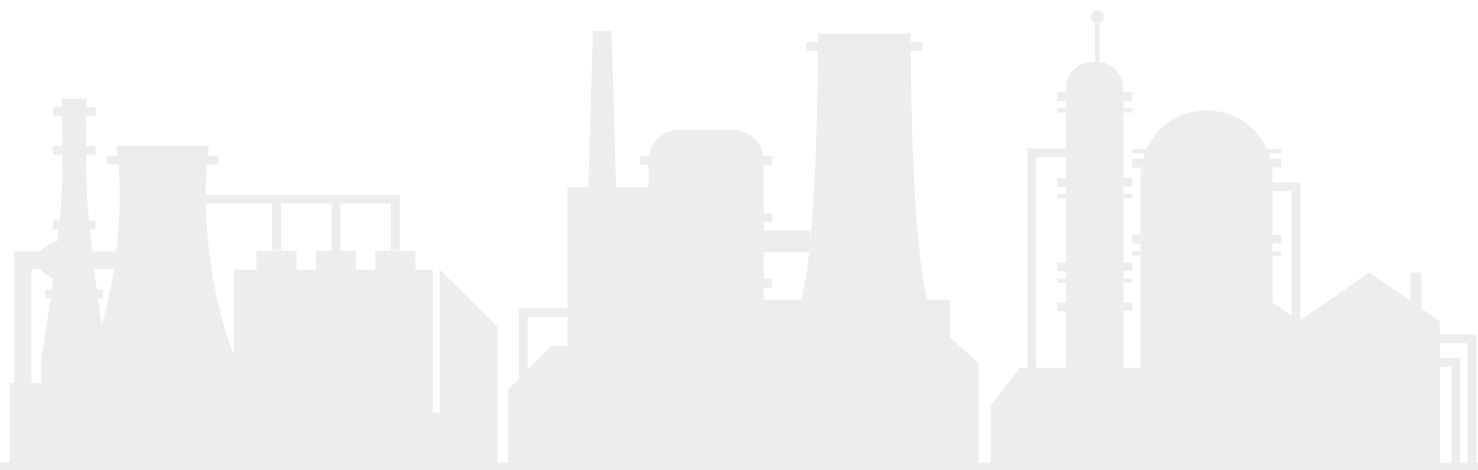
¹² 3 van de 4 I13050 scenario's vallen in deze bandbreedte.

vrijwel in de pas met het potentieel dat voorzien is voor elektrificatie in 2030. Daarna kan de voorspelde groei van wind op zee het tempo van elektrificatie naar verwachting goed volgen. Het verdient aanbeveling deze inzichten voor aanbod en vraag periodiek te updaten.

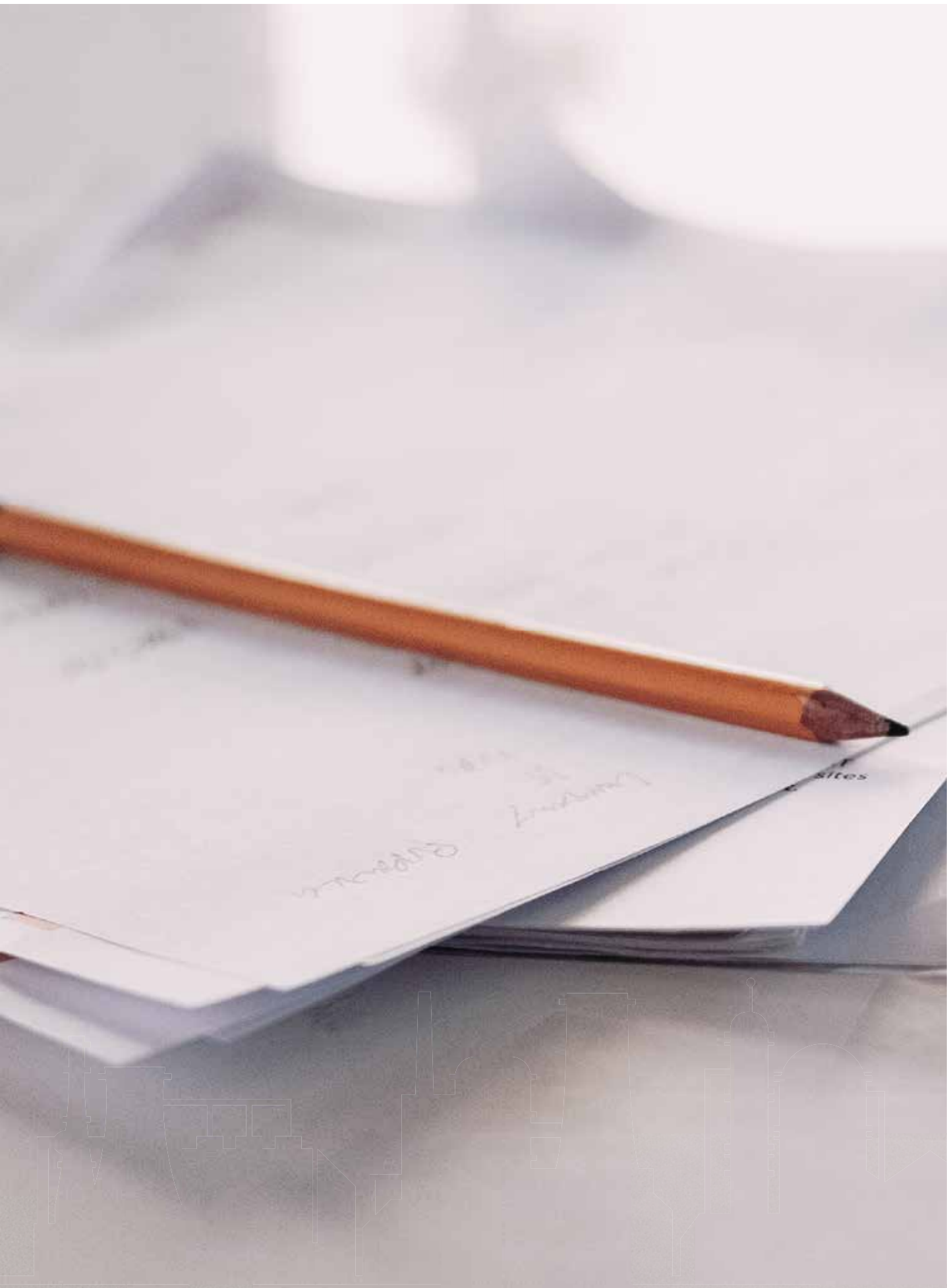
Voor de aansluiting van de industrieclusters op het landelijk hoogspanningsnet zijn extra transport corridors op 380 kV nodig ter voorkoming van overbelasting van de transportcapaciteit die de bestaande 150 kV transportverbindingen mogelijk hebben in de bestaande corridors. Dit geldt met name voor de clusters Zeeland en Chemelot waar de belasting van de transportcorridors enkel ten gevolge van de behoefte van de industrie in 2050 de maximale transportcapaciteit van 2020 respectievelijk 8 en 5 keer zou kunnen overschrijden. In het cluster Zeeland wordt de belasting van de Borssele-Terneuzen kabels onder de Schelde tussen 2030 en 2040 vermoedelijk tot acht keer groter dan de bestaande maximale transportcapaciteit, ten gevolge van de geanticiperde elektrificatie van het kraakproces en de kunstmestproductie. Daarnaast worden mogelijk de transportcorridors naar Rotterdam-Moerdijk en het Noordzeekanaalgebied overbelast door de toegenomen industriële elektriciteitsvraag. Aangezien doorlooptijden voor grootschalige infrastructuur 8 tot 15 jaar kunnen bedragen, is 2021/'22 het laatste moment om deze uitbreidingen te beginnen. De basis hiervoor kan bestaan uit een vraagprognose vanuit de interactie tussen de industrie, elektriciteitssector en netbeheerders. Daarnaast moeten lokale stations en transformatoren worden aangepast, met kortere doorlooptijden.

De druk op het elektriciteitssysteem kan worden verlaagd door indirecte elektrificatie van een deel van de processen. Met name na 2030 kan dit grote impact hebben op de benodigde infrastructuur. Inzet op indirecte elektrificatie via waterstof zal veel minder tot beperkingen in infrastructuur leiden. Vroegtijdige voorbereiding van bestaande gasinfrastructuur voor waterstof kan daarom ruimte bieden voor verregaande elektrificatie, ook als de verzwaring van de elektrische infrastructuur achter blijft.

De dialoog over de benodigde aanpassingen krijgt gestalte via CES'en en mechanismes voor data-uitwisseling zoals een *Data Safehouse*. Het ligt voor de hand om de aanpak die nu via CES'en in ingezet en die via PIDI en MIEK door te zetten na 2030.







4 Beleid en instrumenten

Voor 2030 zal volgens de huidige inzichten in het Klimaatakkoord 5,3 Mton (opgave power-to-heat) van de opgave voor industriële CO₂-emissiereductie gerealiseerd moeten worden door industriële elektrificatie. Volgens de Klimaat en Energieverkenning (KEV) van 2020 bedraagt de totale CO₂-emissie voor de industrie 49,9 Mton. De inzet op 5,3 Mton voor elektrificatie is mede ingegeven door de beperkingen van de alternatieve opties voor emissiereductie energiebesparing, inzet van biomassa, geothermie, CCS (post- en pre-combustion, inclusief blauwe waterstofproductie) of verwerking van circulaire grondstoffen.

De technische potentiëleanalyse voor industriële elektrificatie in deze routekaart en verschillende voorgaande studies laten zien dat dit technisch gezien ook haalbaar is, en dat ook een hogere inzet van elektrificatie haalbaar is.

Zo kan al op korte termijn CO₂-emissiereductie worden gerealiseerd door directe elektrificatie van aandrijving, inzet van warmtepompen voor lage temperatuur (LT) warmte, stoomrecompressie, en hybride e-boilers. Ook op hogere temperatuurniveaus is op korte termijn al meer inzet van elektriciteit voor kleinschaligere toepassingen op hogere temperaturen mogelijk. Denk daarbij aan de hybride glasovens voor de glasindustrie, elektrificatie van ovens in gieterijen en keramiek. Indirecte elektrificatie via groene waterstofproductie kan met de in het Klimaatakkoord genoemde 3-4 GW capaciteit al bijdragen aan CO₂-emissiereductie in de industrie. Door inzet van groene waterstof, bijvoorbeeld als grondstof ter vervanging van grijze waterstof kunnen naar de huidige, technische verwachtingen al voor 2030 CO₂-emissiereducties gerealiseerd worden. Inzet als brandstof in m.n. waterstofketels en mogelijk ook al WKK installaties kan in deze periode technisch ook in beeld komen.

Op langere termijn, tussen 2030 en 2040 kan het volgens de huidige inzichten mogelijk worden om ook grootschaliger ovens op hogere temperaturen te elektrificeren of dergelijke ovens volledig op waterstof te stoken. Technisch gezien kan in die periode naar verwachting op grotere schaal ingezet worden op waterstofboilers en WKK installaties, met mogelijkheden voor een hybride set-up met elektrische boilers. Nadien komen de zeer grootschalige elektrificatie opties in beeld, zoals elektrificatie van staalproductie (ULCOWIN/ULCOLYSIS) en elektrisch kraken.

Er is een aantal randvoorwaarden waaraan op korte termijn moet worden voldaan, stappen die gezet kunnen worden om industriële elektrificatie op voldoende schaal te realiseren. Deze kunnen als volgt ingedeeld worden;

- Beleidsdoelen en instrumenten passend voor industriële elektrificatie
- Elektriciteitsproductie in samenhang met de industriële vraag
- Opschaling van de transportinfrastructuur

Voor overheid, netbedrijven en industrie kan zo een totaalpakket aan maatregelen worden opgesteld waarmee bestaande belemmeringen worden weggenomen en financiële *de-risking* van elektrificatieprojecten kan worden bereikt. Het scheppen van financiële en operationele randvoorwaarden is bepalend voor de verdere ontwikkeling van industriële elektrificatie.

4.1 Beleidsdoelen en instrumenten voor industriële elektrificatie

4.1.1 Beleidsdoelen

Korte termijn tot 2030

Ontwikkeling van industriële elektrificatie vergt duidelijke beleidskaders en -instrumentatie, zoals die ook voor hernieuwbare elektriciteit zijn opgesteld. In het huidige bestel zijn echter geen concrete elektrificatiedoelstellingen en wordt er beperkt op industriële elektrificatie gestuurd. Het gevolg is dat de industrie afwachtend is met de toepassing van elektrificatie, terwijl al duidelijk is dat elektrificatie een onmisbare route vormt voor CO₂-emissiereductie. Daarnaast geeft industriële elektrificatie zekerheid voor de afname van nieuw te ontwikkelen hernieuwbare elektriciteitsproductie tot 2030, en kan flexibele elektrificatie voorzien in de broodnodige flexibiliteit.

Op basis van de voorgaande inventarisatie van het technische potentieel (hoofdstuk 2) is een beleidsdoel van 30 TWh industriële elektrificatie in 2030 haalbaar. Dit komt overeen met het technisch potentieel voor directe industriële elektrificatie tot 2030 bij flexibele inzet van hybride elektrische boilers tot 3000 vollasturen per jaar. Bij realisatie van de 3 tot 4 GW elektrolysecapaciteit die in het Klimaatakkoord is vastgelegd, kan het totale volume nog 9 TWh hoger uitvallen bij een flexibele inzet tot 3000 vollasturen per jaar. Een industriële elektrificatie doelstelling van 30 TWh aan industriële elektrificatie in 2030 vormt daarmee een realistisch doel.

2030-2050

Ook na 2030 zijn doelen nodig voor industriële elektrificatie in samenhang met doelen voor CO₂-vrije opwek van elektriciteit. Zo kan gelijkmatige ontwikkeling van aanbod van en vraag naar CO₂-vrije elektriciteit geborgd worden en wordt de industrie, netbeheerders en CO₂-vrije elektriciteitsproducenten duidelijkheid geboden. Naast het zo snel mogelijk vaststellen van een industriële elektrificatiedoelstelling voor de periode tot 2030, zou ook ruim voor 2025 een beleidsdoel voor het volume van industriële elektrificatie in de periode tot 2040 opgesteld moeten worden.

4.1.2 Industriële elektrificatie in de SDE++

Industriële elektrificatieprojecten die nu technisch toepasbaar zijn, zoals grootschalige warmtepompen, elektrische boilers en elektrolyzers, zijn op dit moment nog niet rendabel vanwege verschillen in kosten met het fossiele alternatief. In het geval van warmtepompen liggen investeringskosten bijvoorbeeld relatief hoog. Bij elektrische boilers en elektrolyzers zijn de operationele kosten voor elektriciteit hoog in vergelijking tot de kosten voor aardgas dat gebruikt wordt in de bestaande technieken. In algemene zin liggen kosten voor aardgas ruwweg tussen 20-30 €/MWh, terwijl dat voor elektriciteit gemiddeld 40-50 €/MWh zal zijn. Bovendien ligt energiebelasting voor elektriciteitsgebruik vooralsnog hoger dan die voor gasgebruik.

Vooralsnog worden deze kostenverschillen niet overbrugd door dalende kosten voor hernieuwbare elektriciteit en tegelijk stijgende kosten voor CO₂-emissies binnen het ETS. Naar verwachting zal dat richting 2030 gaan veranderen, maar om tijdig tot de CO₂-emissiereductie doelstellingen te komen zijn op korte termijn al investeringen nodig. Tot die tijd is er sprake van een zogenaamde onrendabele top.

Met de introductie van de SDE++-regeling in 2020 komen verschillende kansrijke elektrificatieopties voor 2030) in aanmerking voor vergoeding van de onrendabele top. Aan de regeling zoals die nu is ingericht kleven echter enkele beperkingen. In de eerste plaats wordt gebruik gemaakt van rangschikking van SDE++ projecten om een keuze te maken in het geval dat er meer budget worden aangevraagd dan dat er beschikbaar is. Daartoe worden de SDE++ projecten gerangschikt op subsidie intensiteit, i.e. subsidiebehoefte per ton CO₂. Deze methodiek is minder gunstig voor industriële elektrificatie projecten en beperkt de toegankelijkheid van de regeling voor deze opties. In de tweede plaats is er ingeval van de onrendabele top

berekening van de industriële elektrificatie opties sprake van onvolledige dekking van de financiële risico's met betrekking tot elektriciteitsprijzen en nettarieven.

■ Toegankelijkheid

De SDE++ rangschikking stuurt op laagste kosten per ton CO₂-emissiereductie. De voorlopige resultaten van de SDE++ 2020 laten zien dat met name zon-PV en CCS voorlopig kansrijker zijn. Dit is een verdedigbare methodiek om tot de hoogste CO₂-emissiereductie te komen tegen de laagste kosten. Gevolg van deze methodiek is echter dat er een onbalans kan gaan ontstaan tussen de ontwikkeling van hernieuwbare elektriciteitsproductie en gebruik. Daarmee ontstaat het risico dat er wordt geïnvesteerd in hernieuwbare elektriciteitsproductie, terwijl de opbrengsten afnemen door oplopende prijsdruk. Verscheidene analyses (zie bijvoorbeeld (AFRY, 2020)) laten zien dat er juist de komende jaren een toenemende behoefte aan vraagontwikkeling zal ontstaan. De SDE++ zou dus tegelijkertijd vraag naar en aanbod van hernieuwbare elektriciteit moeten stimuleren zodat gelijkmatige groei van beide wordt bewerkstelligd.

Een eerder voorgestelde mogelijke oplossing (TNO, 2020) is invoering van een beschotting tussen enerzijds elektriciteitsvraag- en anderzijds aanbodcategorieën in de SDE++, met afzonderlijke budgetreservering en rangschikking binnen beide categorieën in de regeling. Met deze beschotting kan gestuurd worden op evenwichtigere ontwikkeling van vraag en aanbod.

■ Dekking elektriciteitsprijrisico

Bij eventuele toewijzing van SDE++ resteren er elektriciteitsprijrisico's voor met name flexibele elektrificatie opties zoals de elektrische boiler en de elektrolyser. In de berekening van de onrendabele top voor elektrificatie opties wordt uitgegaan van een verwachting voor elektriciteitsprijzen op basis van marktsimulaties. In de praktijk zullen prijsrealisaties echter afwijken van simulaties en resteert er dus een prijsrisico voor de ondernemer. Zo kunnen elektriciteitsprijzen tot 2030 minder gunstig blijken voor industriële elektrificatie door ontwikkelingen op elektriciteitsmarkten in binnen- en buitenland die afwijken van de simulatie veronderstellingen. Deze kostencomponent maakt bijvoorbeeld een aanzienlijk deel uit van de elektrische boiler en ligt in de orde van 40 - 50 procent, terwijl bovendien uitgegaan wordt van inzet bij lage elektriciteitsprijzen. Juist omdat gebruik gemaakt wordt van lage elektriciteitsprijzen, kunnen afwijkingen van enkele €/MWh op jaarbasis tot aanzienlijk hogere kosten leiden. Deze afwijkende kosten worden niet gedekt binnen de kaders van de huidige regeling.

Dit prijsrisico kan belemmeringen opwerpen voor industriële elektrificatie projecten. Het prijsrisico zou afgedekt kunnen worden via een correctiemechanisme voor verschillen tussen veronderstelde en gerealiseerde elektriciteitsprijzen in de berekening van het subsidietarief. Daarbij zou gedacht kunnen worden aan toevoeging van een kostencomponent als risicopremie om dit prijsrisico af te dekken of bijvoorbeeld correctie voor afwijking door de elektriciteitskosten op te nemen in het correctiebedrag¹³. De aanpak via een premiestructuur sluit aan bij bilaterale contract structuren voor inkoop van elektriciteit (Power Purchase Agreements, ofwel PPA's).

■ Dekking nettarief risico

Ook de dekking van nettarieven in de SDE++-methodiek voor flexibele elektrificatie opties brengt financiële risico's met zich mee. Deze opties zullen in toenemende mate gebruik kunnen maken van relatief lage elektriciteitsprijzen, bij groeiende bijdragen van wind en zon waar de businesscase op stoelt. In de komende jaren kan het echter nog om een beperkt aantal uren gaan, terwijl de SDE++ uitgaat van een hogere gemiddelde inzet op de langere termijn. De nettarieven kennen een methodiek die sporadische hoge afnamevolumes sterk ontmoedigd, aangezien dergelijke vraagpatronen veel transportvermogen met bijbehorende kosten vergen. Hoge kosten per MWh voor sporadisch inzet van elektriciteit met hoog vermogen zijn het gevolg, en die kunnen oplopen tot 30 €/MWh (zie ook (CE Delft, 2015)). Aangezien de onrendabele top berekening in de SDE++ uitgaat van hogere inzet op langere termijn, worden deze

¹³ Deze component wordt in de SDE regeling gebruikt om ex-post de toekomstige opbrengsten van SDE++ projecten te verrekenen met het subsidiebedrag en zo de prijsrisico's aan de opbrengstenkant weg te nemen.

kosten niet gedekt. Ook dit risico zou binnen de SDE++ regeling afgedekt kunnen worden door de netkosten onder te brengen in het correctiebedrag.

Los van de verrekening van nettarieven binnen de SDE++ zou er in dit laatste geval ook gezocht kunnen worden naar mogelijkheden voor aanpassing van de tarievenstructuur. Dit wordt in de volgende paragraaf besproken.

4.1.3 Nettarieven en industriële elektrificatie

Uit voorgaande bleek dat nettarieven voor industriële elektrificatie technologieën die flexibel kunnen worden ingezet een substantieel deel van de operationele kosten vormen. Dit heeft invloed op de positionering van deze technologieën in de rangorde voor de SDE++ en brengt financiële risico's met zich mee. Daar staat tegenover dat een afnemer met sporadische piekbelastingen kunnen leiden tot relatief hoge verzwaringskosten voor de netbeheerder.

Een eerste oplossingsrichting is verkend in de vorm van tariefdifferentiatie afhankelijk van beschikbaarheid van transportcapaciteit. In perioden van voldoende beschikbaarheid van transportcapaciteit op een bepaald netvlak of in een bepaald afgebakend deelgebied kan een gebruiker op dat netvlak/in dat deelgebied tijdelijk meer afnemen dan zijn het gecontracteerde vermogen zonder dat er sprake is van de automatische verhoging bij sporadische pieken in het afgenomen vermogen (TNO, 2020). Deze oplossingsrichting met tariefdifferentiatie afhankelijk van beschikbare transportcapaciteit is naar verwachting relatief eenvoudig op korte termijn door te voeren. Er resteren daarbij wel uitvoeringsvragen voor de netbeheerders. Daarnaast biedt het beperkte zekerheid voor investeerders in flexibele elektrificatie.

Een andere denkbare oplossingsrichting is de kosten voor het gecontracteerde vermogen (kW_{contract}) naar beneden bij te stellen en gebruikers meer af te rekenen op hun maandelijkse piekvermogen kW_{max} .¹⁴ Ook zou kunnen worden gekeken naar het verkorten van de afrekening van dit maandelijkse piekvermogen naar kortere perioden. Hierdoor wordt de impact van een incidentele piek op de netkosten van een afnemer kleiner en wordt een netgebruiker in staat gesteld incidenteel meer af te nemen. Door deze oplossingen te combineren kan er op korte termijn een prikkel worden gegeven aan flexibele elektrificatie. Voor toepassing van deze tweede oplossingsrichting hoeven de huidige systemen voor de verrekening van tarieven niet te worden aangepast en deze oplossingsrichting past binnen het huidige reguleringskader.

Op langere termijn kunnen mogelijk alternatieven worden uitgewerkt, zoals onderscheid maken naar voordeliger te contracteren transportcapaciteit, dat wil zeggen beschikbaarheidsstelling op momenten dat er ook transportcapaciteit beschikbaar is, resterende (tijdsafhankelijke) transportcapaciteit veilen en verhandelen, of korting op netkosten bij gebruik van uitsluitend hernieuwbare elektriciteit. Dit laatste kan alleen indien dit niet op bezwaren rond technologie-neutraliteit binnen de Europese kaders stuit. Een eerste kwalitatieve analyse laat zien dat deze opties weliswaar beter scoren op het gebied van investeringszekerheid, maar dat nadere analyse nodig is voor aansluiting bij Europese wet- en regelgeving.¹⁴

4.2 Elektriciteitsproductie in samenhang met de industriële vraag

Grootschalige elektrificatie is één van de belangrijkste opties om de CO₂-emissies van de industrie te verminderen als er ook voldoende CO₂-vrije elektriciteit beschikbaar is. Zo niet, dan kan de directe CO₂-emissiereductie door industriële elektrificatie in de industrie (in het *Greenhouse Gas Protocol* aangeduid als Scope 1 emissies) teniet gedaan worden door toename van (indirecte) CO₂-emissies in de productie van elektriciteit (Scope 2 emissies). Enkel in uitzonderlijke gevallen van energetisch zeer efficiënte elektrificatie opties zoals een warmtepomp, is het vervangende elektriciteitsverbruik laag genoeg om dit effect in ruime mate te compenseren.

Daarmee wordt de beschikbaarheid van voldoende CO₂-vrije elektriciteit een belangrijke voorwaarde voor realisatie van CO₂-emissiereductie via elektrificatie. Alleen als er voldoende zicht op is op deze beschikbaar-

¹⁴ Zie 'Impact tariefssystematiek op flexibele elektrificatie grootverbruikers', ten behoeve van de werkgroep P2I, 9 februari 2021

heid, wordt investeren in elektrificatie een realistische route voor de industrie om CO₂-emissies te reduceren. Op langere termijn zal ook het belang van CO₂-vrij regelbaar vermogen toenemen, aangezien veel van de elektrificatietechnieken die dan een grote rol zullen spelen weinig flexibiliteit bieden. De productie van aanvullende CO₂-vrije elektriciteit zal bovendien ook maat moeten houden met industriële elektrificatie.

Dat vergt inzet op de ontwikkeling van CO₂-vrij vermogen, maar ook een mechanisme voor koppeling tussen vraag naar – en aanbod van CO₂-vrije elektriciteit. Als vraag en aanbod van CO₂-vrije elektriciteit in evenwicht is zal industriële elektrificatie maximaal kunnen bijdragen aan CO₂-emissiereductie

4.2.1 Elektriciteitsproductie: wind, zon en CO₂-vrij regelbaar vermogen

Korte termijn tot 2030

Om voor het energiegebruik in de industrie via elektrificatie CO₂-emissie te reduceren zal er tegenover de toenemende vraag naar CO₂-vrije elektriciteit ook een toenemend aanbod moeten staan.¹⁵ In het Klimaatakkoord is dan ook gesteld dat de doelstelling voor hernieuwbare elektriciteit voor 2030 ook bedoeld is om invulling te geven aan industriële elektrificatie. Voor 2030 wordt ernaar gestreefd om de huidige elektriciteitsproductie uit hernieuwbare bronnen op te schalen tot 84 TWh. Het aandeel van de doelstelling voor hernieuwbare elektriciteitsproductie in 2030 dat daadwerkelijk voor invulling van industriële elektrificatie bedoeld is wordt echter niet expliciet gemaakt in het Klimaatakkoord.

Er is indertijd echter wel een inschatting van 12 TWh opgesteld van de benodigde hernieuwbare elektriciteit voor elektrificatie. De inschattingen van PBL die ten grondslag liggen aan het Klimaatakkoord geven een concrete invulling weer (PBL, 2019). Daarbij schatte het PBL ook 4,4 TWh aan zekere nieuwe vraag ten gevolge van industriële elektrificatie.¹⁶ Daarmee zou 4,4 TWh aan aanvullende vraag voor industriële elektrificatie moeten worden ingevuld met de beoogde aanvullende hernieuwbare elektriciteit.

In het Klimaatakkoord is bovendien afgesproken dat in 2021 een herijking van de doelstelling voor hernieuwbare elektriciteit in 2030 zou worden uitgewerkt om in de toenemende vraag naar hernieuwbare elektriciteit voor elektrificatie te voorzien. De zon- en windsector hebben daarbij gesteld een ambitie voor extra productiecapaciteit goed waar te kunnen maken, als de marktcondities, netcapaciteit en het bestuurlijke en regulatoire kader dit toelaten. In 2019 werd reeds het jaarlijkse equivalent van 15,9 TWh aan zonne- en windenergie gerealiseerd en zijn er al zoveel projecten vergund en SDE-subsidies beschikt dat realisatie van het doel voor hernieuwbare elektriciteit op land van 35 TWh al voor 2025 werkelijkheid wordt. Ook de opschaling van offshore wind bovenop de huidige doelstelling voor 2030 is onder dezelfde voorwaarden mogelijk.

De Stuurgroep Extra Opgave onder het Klimaatakkoord heeft dat inmiddels ook uitgewerkt (zie Advies Stuurgroep Extra Opgave, 2021). Op basis van het TIKI-advies en de (concept) berekeningen van het technisch potentieel in deze Routekaart schatte de Stuurgroep in dat de oorspronkelijke 12 TWh aan extra vraag voor elektrificatie in het Klimaatakkoord verder kan oplopen met 15 - 45 TWh voor elektrificatie in de industrie en voor datacenters in 2030. De bovenkant van deze bandbreedte vergt dan 10 GW aan extra capaciteit wind op zee, uitgaande van 4500 draaiuren. De extra elektriciteitsvraag door (directe en indirecte) elektrificatie leidt tot een CO₂-emissiereductie van 2 tot 9,3 Mton in 2030, afhankelijk van de mate van gelijktijdigheid van vraag en aanbod. Gegeven het technisch potentieel voor flexibele industriële elektrificatie, kan bij de juiste instrumentatie een substantiële hoeveelheid flexibiliteit worden gerealiseerd. De Stuurgroep adviseert dan ook om te kiezen voor maximaal 45 TWh extra hernieuwbare opwek en voorbereidingen in gang te zetten om dat mogelijk te maken.

¹⁵ Elektrificatie met niet-hernieuwbare elektriciteit in energie-intensievere elektrificatie-opties, zoals e-boilers en elektrolyse, kan leiden tot hogere CO₂-emissies. Als binnen het elektriciteitssysteem bijvoorbeeld een gascentrale wordt ingezet voor de benodigde elektriciteitsproductie, kan dat door de rendementsverliezen leiden tot hoger aardgasgebruik dan directe inzet van aardgas voor warmte- of waterstofproductie. Daarmee nemen de netto CO₂-emissies dus toe. Dat is ook het geval als hernieuwbare elektriciteit wordt ingezet voor de e-boiler, maar andere elektriciteitsvraag moet worden bediend met de gascentrale.

¹⁶ De elektriciteitsvraag in 2030 wordt in de doorrekening van het ontwerp Klimaatakkoord in april 2019 door PBL geraamd op 108,5 TWh. Deze berekening ligt ten grondslag aan het Klimaatakkoord. De aanvullende elektriciteitsvraag vanuit elektrificatie in de industrie wordt in de doorrekening van het ontwerp Klimaatakkoord door PBL geraamd op 4,4 TWh, als onderdeel van de 'zekere' netto 5 TWh aanvullende vraag voor Nederland als geheel die mogelijk op kan lopen tot 14,5 TWh. Op basis van deze verwachting zou dus 68 procent tot 74 procent van de elektriciteitsvraag worden voorzien met hernieuwbare elektriciteit uit zon en wind. Na publicatie van het Klimaatakkoord heeft het PBL de inschatting van de bestaande vraag voor 2030 overigens met 8 TWh verhoogd.

Besluitvorming over extra Wind op Zee is dan in 2021 nodig voor tijdige realisatie hiervan voor 2030. Als eerste stap zouden de windgebieden naar schatting in oktober 2021 aangewezen moeten worden in een aanvullend ontwerp en zou het programma Noordzee in maart 2022 definitief moeten worden vastgesteld. Dan kan vervolgens ook de netaansluiting tijdig worden gerealiseerd, ondanks de minimale doorlooptijd van 8 jaar.

2030-2050

Na 2030 zal verdere groei van de CO₂-vrije elektriciteitsproductie nodig zijn ten behoeve van elektrificatie. Op basis van de technische potentieel analyse van voor industriële elektrificatie in deze routekaart vergt dat een doorgroei van Wind op Zee van 26 tot 46 GW in 2050, additioneel aan het Klimaatakkoord. Dit is het vermogen dat nodig is op basis van de minimale en maximale benutting van het elektrificatiepotentieel. Bij de bepaling van het minimum wordt rekening gehouden met een grote benutting van alternatieven zoals groen gas/biomassa, geothermie en CCS.

In deze periode zal het veelal gaan om elektrificatie van grootschaliger hoge temperatuur processen. Deze processen vragen om grote hoeveelheden CO₂-vrije elektriciteit of groene waterstof en bieden beperkte mogelijkheden voor flexibele inzet.

In geval van directe elektrificatie wordt de beschikbaarheid van regelbaar CO₂-vrij productievermogen (op waterstof, groengas, biomassa of nucleair) en/of grootschalige elektriciteitsopslag daarom een belangrijke voorwaarde voor de ontsluiting van dit potentieel. Bij grootschalige beschikbaarheid van waterstof kan waterstofgestookte elektriciteitsproductie een passende aanvulling bieden, maar de technologie is nu nog volop in ontwikkeling. De overige opties bieden beperkte beschikbaarheid van brandstoffen, kampen met beperkt draagvlak en/of kennen nu relatief hoge kosten. Verdere ontwikkeling van regelbaar CO₂-vrij vermogen door innovatie en pilots in de aanloop tot 2030 is dan ook een voorwaarde om na 2030 de juiste opties in te kunnen zetten. Nadien kan dan richting 2050 een volledig CO₂-vrije elektriciteitsproductie worden gerealiseerd, zoals is vastgelegd als doelstelling in de Klimaatwet.

In het geval van indirecte elektrificatie speelt het flexibiliteitsvraagstuk ook. Bij verdere groei van inzet van waterstof in de industrie zal de behoefte aan grootschalige opslag gaan ontstaan, mogelijk oplopend tot een niveau van 7 tot 8 miljard m³. Grootschalige opslag van waterstof wordt dan ook een randvoorwaarde voor het succes van indirecte elektrificatie.

4.2.2 Koppeling van industriële vraag en aanbod CO₂-vrije elektriciteit

Alleen als er sprake is van een gelijkmatige ontwikkeling van CO₂-vrije elektriciteitsproductie en de vraag vanuit industriële elektrificatie, zal industriële elektrificatie leiden tot CO₂-emissiereductie. Een borgingsmechanisme voor gelijkmatige groei borgt dan ook de beoogde CO₂-emissiereductie. Een bijkomend voordeel hiervan zijn de positieve effecten voor hernieuwbare elektriciteitsproductie. Extra industriële vraag vergroot de investeringszekerheid van nieuwe subsidievrije hernieuwbare elektriciteitsproductie zoals wind op zee. Bovendien wordt zo het risico op het ontstaan van een onrendabele top voor wind op zee door onvoldoende vraag bij piekproductie beperkt. Voor nieuwe hernieuwbare elektriciteitsproductie met een onrendabele top, zoals zon-PV en wind op land, beperkt het de behoefte aan subsidie. De aanvullende elektriciteitsvraag kan ook (deels) compenseren voor de beoogde uitfasering van de SDE++-regeling in 2025 voor duurzame elektriciteitsproductie op land.

Deze gelijkmatige ontwikkeling kan worden vormgegeven door koppeling op nationaal niveau mogelijk aangevuld met koppeling op projectniveau. Hieronder werken we beide koppelingen verder uit.

4.2.3 Landelijke koppeling

Landelijke koppeling kan worden vormgegeven met een afgestemde landelijke volumedoelstellingen voor zowel industriële elektrificatie als hernieuwbare elektriciteitsproductie. Zo kan gelijkmatige ontwikkeling van het aanbod van CO₂-vrije elektriciteit en de vraag vanuit industriële elektrificatie worden bewerkstelligd. Daardoor zorgt industriële elektrificatie niet voor indirecte CO₂-emissies uit elektriciteitsproductie, en wordt de additionaliteit op nationaal niveau geborgd.

Daarmee is er nog geen sprake van een uurlijkse balans. Er kunnen dan uren optreden waarbij de vraag hoger ligt dan het aanbod, en andersom. In het eerste geval wordt elektriciteit betrokken van een fossiele bron (bijv. een gascentrale) en in het andere geval wordt elektriciteitsproductie uit fossiele brandstoffen verdrongen. Als dat elektriciteit met een constante CO₂-index is, zal er evenveel CO₂-emissie worden vermeden (bij verdringing) als worden veroorzaakt (bij betrekking van fossiel gestookte elektriciteit). In het slechtste geval wordt er CO₂-intensieve elektriciteit betrokken uit bruinkolen, en CO₂-arme elektriciteit uit aardgas worden verdrongen. In dat geval zou de volumedoelstelling voor CO₂-vrije elektriciteit hoger moeten liggen dan de volumedoelstelling voor industriële elektrificatie om netto op nul indirecte emissies uit te komen, en wel in de verhoudingen van CO₂-intensiteit elektriciteit uit bruinkolen/ CO₂-intensiteit elektriciteit uit aardgas. Zo kan via de landelijke volumedoelstellingen gestuurd worden op een evenwichtige ontwikkeling van het aanbod van CO₂-vrije elektriciteit en de vraag vanuit de industriële elektrificatie, en daarmee op laagste CO₂-emissies over de keten.

Op deze doelstellingen kan vervolgens gestuurd worden via gescheiden en afgestemde openstelling van financiering van de onrendabele top. Dit kan worden bereikt door voorgenoemde beschotting in de bestaande SDE++-categorieën aan te brengen tussen enerzijds hernieuwbare elektriciteitsproductie en anderzijds industriële elektrificatie. Daarmee kan gestuurd worden op gelijkmatige groei in vraag en aanbod op basis van concrete volumedoelstellingen voor zowel aanbod als vraag. Deze concrete doelstellingen zijn voor hernieuwbare elektriciteit al wel in het Klimaatakkoord opgenomen, terwijl dergelijke doelstellingen voor industriële elektrificatie nog ontbreken.

4.2.4 Koppeling op projectniveau

Naast de landelijke volumekoppeling zou aanvullend ook nog een volumekoppeling op MWh overwogen kunnen worden. Dat heeft als voordeel dat koppeling van vraag en aanbod op volume geborgd worden, waar dit bij een vermogenskoppeling op landelijk niveau niet gegarandeerd is. Bovendien biedt volumekoppeling op projectniveau ook een scherper zicht op transportbehoefte, waar vermogenskoppeling op landelijk niveau hierover geen informatie oplevert.

Tot slot zou volumekoppeling op projectniveau ook een vereiste kunnen worden binnen het lopende traject voor aanpassing van de Europese milieusteunkader. Volgens het Ministerie van Economische Zaken en Klimaat kan de Europese Commissie op basis van de huidige Europese steunkaders alleen instemmen met de SDE++ voor CO₂-reducerende technieken als die naar verwachting elk kalenderjaar tot netto CO₂-reductie leiden.¹⁷ Of een opzet op basis van landelijke koppeling hieraan voldoet, is onzeker. Ook op projectniveau kan het daarom nodig blijken een koppeling te realiseren

Een koppeling op nationaal niveau zou daarom eventueel aangevuld kunnen worden door koppeling op projectniveau. Zo zou bijvoorbeeld het overleggen van een PPA in combinatie met GvO's afkomstig van additionele hernieuwbare energieopwekking als bewijsvoering van dergelijke koppeling kunnen fungeren.

¹⁷ Zie Kamerstuk II 2019/2020, 31 239, Nr. 326, p.1

4.3 Opschaling van de transportinfrastructuur

Voor grootschalige directe en indirecte industriële elektrificatie is extra infrastructuurcapaciteit voor transport van elektriciteit en waterstof naar de industrieclusters nodig. Ondanks het feit dat net op zee verbindingen vaak aanlanden nabij industriële havenclusters, is voor industriële elektrificatie ter plaatse vaak nieuwe transport-infrastructuur nodig op de hogere netvlakken. Bij verzwaring van transportinfrastructuur (HS/MS) voor elektriciteit gaat het om grootschalige projecten met een lange doorlooptijd die kan oplopen tot wel 10 jaar. De realisatietermijn van de infrastructuur is onzeker, onder meer vanwege ruimtelijke ordeningstrajecten en bijbehorende vergunningverlening. Veel industriële elektrificatietrajecten kunnen sneller gerealiseerd worden, al kan de investeringsdynamiek in de industrie op basis van *turnarounds* ook voor ongunstige realisatietermijnen zorgen.¹⁸

Netbeheerders stellen periodiek een investeringsplan op waarin alle noodzakelijke uitbreidingsinvesteringen en vervangingsinvesteringen worden beschreven en onderbouwd. Netbeheerders mogen anticiperend investeren, gebaseerd op een nut- en noodzaaktoets en dus duidelijk zicht op toenemende transportbehoefte. Zo ontstaat een kip/ei-probleem: onzekerheid over realisatie van transportcapaciteit brengt onzekerheid voor de investeringsbeslissing over industriële elektrificatie, terwijl de onzekerheid over industriële elektrificatie nut en noodzaak van investeringen in transportcapaciteit onzeker maakt.

Deze infrastructurele uitdagingen in de uitvoering van het Klimaatakkoord zijn al langer onderkend. De Taskforce Infrastructuur Klimaatakkoord Infrastructuur (TIKI) liet zien dat de huidige ambities van de industrie voor 2030 al knelpunten in de energietransport-infrastructuur kunnen veroorzaken. Dat was aanleiding voor de aanbeveling om in samenspraak met industrie en infrastructuurbedrijven een Meerjarenprogramma Infrastructuur Energie en Klimaat (MIEK) te ontwikkelen voor de coördinatie van essentiële infrastructurele projecten voor de industrie. De projecten zouden voortkomen uit de clusters en per cluster met de netbeheerders geïntegreerd worden tot een Cluster Energie Strategie (CES).

Korte termijn tot 2030

Inmiddels is de ontwikkeling van de CES'en dit jaar in gang gezet. Zo wordt voor elk cluster een CES-plan ontwikkeld voor de infrastructuurbehoefte in 2030 en 2050 op basis van onderbouwde elektriciteitsvraag (incl. flexibele inzet en afname). De CES 1.0 is nog kwalitatief, het vervolg in CES 2.0 wordt kwantitatief. Een CES omvat ook de haalbare ontwikkeling van vraag en aanbod van aardgas, waterstof, overige energiedragers en CO₂.

Versnelde infrastructuurontwikkeling is noodzakelijk is om elektrificatie op te schalen in de periode tot 2030, zoals de CES'en, PIDI en MIEK beogen. Voor de korte termijn tot 2030 kunnen met name de flexibel inzetbare elektrificatie toepassingen als de e-boiler en elektrolyzers gaan vragen om aanvullende infrastructuur. Het gaat hier om opties die voor een beperkt aantal uren relatief hoge (transport)vermogens vragen. Gegeven het feit dat tot 2030 de hernieuwbare elektriciteitsdoelstellingen volgens TenneT inpasbaar zijn in het bestaande elektriciteitsnet, zal het in deze fase met name gaan om de koppeling van de clusters aan het landelijke net, dus de HS-MS koppelingen bij de clusters. Dat geldt ook voor de start van de ontwikkeling van infrastructuur voor waterstof, zowel regionaal als landelijk (zie HyWay27). Voor transportcapaciteit en grootschalige netinvesteringen is het wel noodzakelijk om een integrale afweging te maken, met daarin ook de ontwikkelingen in andere sectoren en programma's zoals mobiliteit en de gebouwde omgeving.

Betrouwbare informatie en een geborgde manier om die te delen tussen stakeholders is een noodzakelijke voorwaarde voor succes. Robuuste programmering op basis van betrouwbare informatie uit de CES'en en een zorgvuldig besluitvormingsproces kunnen zekerheid bieden aan alle betrokken partijen. De lopende verkenningen voor de ontwikkeling van een mechanisme voor borging en uitwisseling van betrouwbare data over het vraagpotentieel van elektrificatieprojecten en hun potentiële flexibiliteit vormen daarin een belangrijke stap.

¹⁸ Turnarounds in de industrie zijn momenten waarop installaties worden stilgelegd voor groot onderhoud en aanpassingen (gewoonlijk in de orde van een jaar of 8 à 10).

Daarbij zou ook verkend moeten worden of wet- en regelgeving kunnen worden aangepast om netbeheerders meer ruimte te bieden voor proactieve, anticiperende investeringen, de AMvB N-1 breder kan worden toegepast, en of de trajecten voor de AMvB Experimenten en het codewijzigingsvoorstel congestie-management zo spoedig mogelijk kunnen worden afgerond.

Recente analyse van CE Delft laat zien dat doorlooptijden van investeringen in elektrificatie een belangrijke factor zullen zijn voor tijdige realisatie (CE Delft, 2021). Versnelling van deeltrajecten, als vergunningverlening biedt dan mogelijkheden deze belemmering te verlichten. Voor versnelling van vergunningverlening kan binnen de context van de CES'en en RES'en ook de Rijkscoördinatieregeling worden ingezet. Verdere versnelling kan worden gerealiseerd door afgestemde procedures voor vergunningverlening te verkorten en tijdig in te zetten, in samenhang met de programmering van industriële elektrificatieprojecten. Daarnaast kan tijd worden gewonnen wanneer de Raad van State zich houdt aan de beroepstermijnen voor vergunningverlening.

2030-2050

In de lopende trajecten voor de CES'en wordt ook vooruitgeblikt naar de periode na 2030. Ook in die periode blijft de ontwikkeling van de infrastructuur in nauwe samenhang met de ontwikkeling van de toenemende vraag vanuit de industrie een kritische randvoorwaarde voor industriële elektrificatie. Komende jaren zal dat beeld moeten worden aangescherpt, om duidelijk te maken wat de verhouding wordt tussen directe en indirecte industriële elektrificatie. Industriële gebruikers hebben een belangrijke rol in de planning omdat de toekomstige industriële vraag naar elektriciteit of waterstof voor CO₂-emissiereductie bepalend is voor de infrastructuurbehoefte. Het PIDI en de MIEK, die nu voor het Klimaatakkoord zijn ingezet, zullen ook dan goed te gebruiken zijn voor de infrastructuurplanning na 2030.

Uiterlijk in 2025 is er een programma nodig voor de uitbouw van infrastructuur richting 2050. Hierin zal onder andere de verhouding tussen elektriciteit en waterstof duidelijker moeten worden. Na 2030 zal de groeiende vraag naar CO₂-vrije elektriciteit gaan vragen om grootschalige verzwaring van de elektriciteitsnetten. Daarnaast schetsen recente rapportages in het kader van HyWay27 een landelijk dekkend waterstofnet, met verbindingen tussen alle grote industrieclusters, grootschalige waterstofopslag en verbindingen met België en Duitsland. De afstemming en integratie van deze twee netten kan in dit programma vorm krijgen.





5 Programmatische aanpak van innovaties en kennisverspreiding

Innovatie is belangrijke versneller van de implementatie van elektrificatie in de industrie, vooral door risicovermindering, kostenverlaging en opschaling. In sommige gevallen moeten technieken voor elektrificatie nog ontwikkeld worden, op basis van bekende principes en deelttechnologieën. De technieken spelen op verschillende momenten in de transitie een bepalende rol, vanwege de tijdstippen waarom ze beschikbaar komen op relevante schaal. Grootschalige CO₂-emissiereductie in de industrie via elektrificatie vereist grote ingrepen in de warmteproductie, meer flexibele inzet van productieprocessen en mogelijk ook een overgang naar nieuwe producten. De industriële elektriciteitsvraag krijgt een grote rol in de totale vraag. Daarmee wordt de industrie een bepalend element in het toekomstig duurzaam energiesysteem, met grote gevolgen voor benodigde flexibiliteit en regelbaar vermogen.

De technologische bouwblokken voor elektrificatie in de industrie tot 2030 zijn grotendeels beschikbaar. Een aantal technieken kan worden geleverd op benodigde schaal, en een aantal zeer bepalende opties voor de termijn na 2030 is nog op laboratorium- of pilotschaal. De snelheid van implementatie wordt bij de meeste technieken mede bepaald door de effectiviteit van integratie tot een werkend systeem. Om deze opschaling en integratie op tijd te laten ontwikkelen zijn een aantal elementen in de innovatie-aanpak van groot belang. Dit hoofdstuk onderbouwt de aanbevelingen van de routekaart op het gebied van innovatie, langs drie lijnen:

- Timing en prioriteiten van innovatieprogramma's
- Instrumenten en budget
- Kennisverspreiding en onderwijs

5.1 Timing en prioriteiten binnen innovatieprogramma's

Korte termijn tot 2030

Tot 2030 zijn de technieken elektrische compressoren, elektrische boilers of waterstofboilers beschikbaar op de benodigde schaalniveaus. Het gaat hier om technieken die 1-op-1 elektriciteit omzetten in warmte. E-boilers zijn beschikbaar tot temperaturen van 350 °C en hebben relatief lage investeringskosten, zeker wanneer integratie niet complex is. Met name in hybride bedrijf, in combinatie met een gasboiler of WKK, zijn e-boilers geschikt om op korte termijn een rol te spelen bij het benutten van pieken in de hernieuwbare elektriciteitsproductie. Belangrijk aandachtspunt hierbij is de beschikbare netcapaciteit, die nodig is om hybride e-boilers te kunnen inpassen.

Elektrische aandrijvingen, warmtepompen en damprecompressie zijn ook beschikbaar voor uitrol op korte termijn. Bij warmtepompen gaat het om een doeltemperatuur tot 150 °C. Hogere temperaturen zijn in pilot of demonstratiefase. Deze technieken hebben als voordeel dat de operationele kosten lager zijn dan de conventionele techniek, door de veel hogere efficiency. De grootste aandachtspunten betreffen de integratiekosten en perceptie van operationele betrouwbaarheid van dergelijke technieken. De netinfrastructuur is in dit geval meestal niet de beperkende factor, omdat de efficiency-stap zorgt voor een lagere elektrische vermogensvraag dan de conventionele (gas)vraag.

In deze periode kunnen ook de eerste grote stappen met elektrolyse worden gezet. Elektrolyse voor waterstof is op dit moment met een capaciteit van tientallen MW (PEM elektrolyse) tot enkele honderden MW (alkaline elektrolyse) beschikbaar. Het chloor-alkali proces is een bestaand elektrolyse proces. Er is daarom in Nederland ruime ervaring met dergelijke grootschalige elektrolyse faciliteiten. Voor waterstofproductie zijn er gevorderde plannen die oplopen via 500 MW elektrolyse in 2025 naar een capaciteit van enkele GW in 2030. Deze eerste waterstoffabrieken met een schaal van 500-1000 MW bieden kansen voor verdere optimalisatie van de integratie van honderden stacks van cellen en de benodigde bijbehorende installaties (de zogeheten balance of plant). Daarmee kunnen grote stappen worden gezet in integratie en opschaling van productie en daarmee kostenverlaging van de technologie.

2030-2040

De benodigde technologische opties voor na 2030 vergen nog verdere technische ontwikkeling, en zijn nog niet op het risico-, schaal- en kostenniveau dat nodig is voor verregaande elektrificatie. Met name voor hoge temperatuurprocessen zijn de technische concepten bekend maar nog niet op voldoende grote schaal toepasbaar. Elektrische of hybride ovens voor bijvoorbeeld de glasindustrie zijn al wel op pilot-schaal beschikbaar. Elektrische fornuizen voor hoge temperatuurprocessen in de chemie zijn in ontwikkeling. Recent zijn twee trajecten gestart om elektrische nafta-kraakfornuizen te ontwikkelen, waar Nederlandse krakeroperators bij betrokken zijn. Elektrische ovens en fornuizen zijn beide sterk afhankelijk van beschikbaarheid van voldoende net-capaciteit. Daarnaast zullen de on-site integratiekosten sterk bepalend zijn of deze technieken gebruikt zullen worden. Voor dergelijke hoge temperatuuropties is ondervuren met groene waterstof een mogelijk alternatief, wanneer directe elektrificatie niet haalbaar blijkt.

Voor toepassing op relevante schaal en onder procescondities is nog veel ontwikkeling en piloting nodig. Opschalen, aantonen van betrouwbaarheid en verlagen van kosten zijn een essentieel onderdeel van de route naar implementatie. Voor de snelheid van dergelijke ontwikkelingen is van groot belang dat meerdere paden parallel ontwikkeld kunnen worden. Ontwikkeling en piloting van technieken kan zoveel mogelijk overlappend worden uitgevoerd, in plaats van sequentieel. De snelheid van leren, falen en verbeteren gaat hierdoor omhoog. Deze snelheid bepaalt in belangrijke mate het moment waarop implementatie mogelijk is.

Na 2030 is ook de verwachting dat elektrochemische processen zich zullen ontwikkelen, op basis van de ervaringen met grootschalige groene waterstofproductie. Voorbeelden hiervan zijn elektrochemische productie van ammoniak en co-elektrolyse van CO₂ voor methanol-productie.

2040-2050

In de periode vanaf 2040 tot 2050 worden een aantal zeer bepalende technieken op schaal verwacht, zoals directe of indirecte elektrificatie van staalproductie, en directe elektrochemische routes naar basischemicaliën en brandstoffen. Een keuze voor een alternatief staalproces heeft grote impact op de Nederlandse CO₂-emissies, maar ook op de inzet van elektriciteit. Elektrochemische routes spelen een belangrijke rol in mogelijke productieprocessen voor synthetische brandstoffen als vervangers van fossiele brandstoffen, zogeheten e-fuels of synfuels.

Andere belangrijke doorbraken bestaan uit alternatieven voor thermische droog- en ontwateringsprocessen in de voedings- en papierindustrie. Daar waar de eerste 10-20 jaar nog vooral e-boilers en warmtepompen de belangrijkste elektrificatietechnieken zullen zijn, kunnen op langere termijn processen ontwikkeld worden die elektrische energie directer in het proces kunnen brengen. Voorbeelden van zulke innovaties zijn infrarood- of magnetronstraling en directe verwarming van (tussen)producten, in plaats van het gebruik van stoom als energiedrager. Deze elektrificatie innovaties bieden tevens de mogelijkheid om een aanzienlijke energiebesparing op te leveren, waardoor de industriële energievraag verlaagd kan worden. In de routekaart is met energie-efficiëntie maatregelen rekening gehouden in de afschatting van het technisch potentieel.

Dergelijke doorbraken vergen 10-20 jaar voordat eerste commerciële toepassingen binnen bereik zijn. Vroegtijdig deze ontwikkelingen stimuleren via nationale onderzoeksprogramma's met kennisdeling is daarom noodzakelijk, zodat alternatieven op tijd klaar staan voor opschaling en implementatie.

Over de periode tot 2050 kunnen verschillende technieken elkaar opvolgen. De eerste stap is elektrificatie van het huidige warmtegebruik, met technieken die nu voor opschaling beschikbaar zijn. Daarna zullen technieken volgen die ingrijpen in de processen zelf, waarbij kostenverlaging en optimalisatie bepalend zijn. Deze procesinnovaties kunnen elektrificatietechnieken voor warmtegebruik deels vervangen, door een hogere efficiëntie of door een lager temperatuurniveau van het nieuwe proces.

Systeminnovaties

Naar verwachting zullen grootschalige elektrische processen worden ontwikkeld nabij aanlandingspunten voor wind op zee of grootschalige transportverbindingen voor elektriciteit. Op een vergelijkbare manier zal een beschikbare transportinfrastructuur bepalend zijn voor investeringsbeslissingen in elektrolysecapaciteit of gebruik van waterstof als energiedrager. Plaatsing van grootschalige processen in de industrieclusters aan de kust, en op lange termijn voor elektrolyse ook op een energie-eiland in de Noordzee ligt daarom voor de hand. Elektrificatie van warmtegebruik in Cluster VI bedrijven is veel meer een locatie-specifiek vraagstuk, en zal vaker op middenspannings- of laagspanningsniveau plaatsvinden. De locatievraagstukken zijn systeemvragen die in samenhang met andere onderdelen van het energiesysteem moeten worden ontwikkeld.

Flexibele inzet van industriële technieken in een dynamisch energiesysteem stelt bijzondere eisen aan de inzet van apparaten zoals e-boilers, elektrolyzers, compressoren, of ovens en fornuizen. Wisselende elektrische belastingen zorgen voor thermische belasting van materialen en afdichtingen, en potentieel voor lagere levensduur en/of veiligheidsrisico's. De ontwikkeling van deze technieken leidt daarom tot diverse innovatievragen op het gebied van materialen. Het is daarom noodzakelijk om, naast technologie-specifieke innovatietrajecten, ook brede materiaalkundige programma's te blijven faciliteren.

Flexibiliteit in processen en in het energiesysteem is een belangrijk onderwerp voor innovatie. Tot 2030 kan de benodigde flexibiliteit bij de industrie vrijwel geheel worden geleverd door hybride e-boilers. De ontwikkeling van technieken die intrinsiek flexibeler te bedrijven zijn, is met name belangrijk voor die opties die na 2030 een rol zullen spelen. Elektrolyzers zullen een belangrijke rol kunnen spelen als flexibele belasting in de periode 2030-2040, maar ook hiervoor is ontwikkeling nodig. De invloed van flexibele belasting op elektrolyzers en de optimalisatie over grootschalige elektrolyser-fabrieken is onderwerp voor pilots en demonstraties. Voor de hoge temperatuur processen die in de periode 2030-2050 op schaal zullen komen, is flexibel bedrijven het meest uitdagend. Onderzoek en ontwikkeling zal moeten uitwijzen welke mate van flexibiliteit haalbaar is, en tegen welke additionele kosten. Digitalisering kan een faciliterende rol spelen in industriële energiebesparing en handhaving van stabiliteit van het energiesysteem en is van cruciaal belang voor de inzet van flexibiliteit. Ook digitalisering van processen, en beschikbaarheid van data-uitwisseling tussen industrie, elektriciteitssector en netbeheerders zijn een essentiële randvoorwaarde voor aanbod van en inzet van flexibiliteit.



5.1 Instrumenten en budget

Elektrificatie is binnen de industriemissie van het missiegedreven topsectoren innovatiebeleid één van de drie lijnen, naast circulariteit en warmte-integratie. Deze verdeling, in combinatie met een beperkt budget in open tenders, leidt tot versnippering van aandacht over meerdere relatief kleine innovatietrajecten. De prominente rol van elektrificatie als belangrijkste ingrediënt in het eindbeeld van 2050, rechtvaardigt een veel zwaardere inzet van innovatiemiddelen op dit onderwerp.

Budgetten en regelingen

Nederlandse instrumenten en budgetten voor onderzoek en ontwikkeling tot aan demonstratie zijn in onderstaande tabel samengevat voor 2022 (Tabel 5.1). Al deze instrumenten zijn generiek voor industrie of zelfs over sectoren heen. Daardoor is elektrificatie in de industrie slechts een van de opties, met maar een klein deel van het budget. Naar schatting liggen de publieke bestedingen in innovatie voor directe en indirecte elektrificatie op dit moment rond de 5-10 M€ per jaar, met een grote nadruk op indirecte elektrificatie (waterstof).

Tabel 5.1 Innovatieregelingen en budgetten

Instrument	Fase	Budget 2022 (M€)	Opmerking
NWO-KIC	Onderzoek	3-4	Beperkt deel van NWO middelen
MOOI Missie C	Onderzoek en ontwikkeling	21*	7 thema's voorgeselecteerd
TSE-industrie	Onderzoek en ontwikkeling	2-3	Open tender voor alle industriethema's
TSE-studies	Studie	8	Open regeling voor alle industriethema's
DEI+	Pilot en demonstratie	71	Open regeling, deels industriethema's
HER+	Eerste implementatie	50	SDE++ onderwerpen, deels industriethema's

* 2-jaarlijks budget, in 2023 is geen nieuw budget beschikbaar

In de praktijk leiden al deze regelingen tot een beperkt aantal toegekende projecten per jaar op het gebied van elektrificatie, in competitie met andere onderwerpen. De grote rol die elektrificatie zal spelen voor de verduurzaming van de procesindustrie vereist een hoger tempo van ontwikkeling van elektrificatietechnieken. Daarvoor is bundeling van inzet en vergroten van innovatiebudgetten voor elektrificatie noodzakelijk. Een zwaardere inzet van publieke financiering in de orde van € 100 miljoen per jaar op elektrificatie in de industrie is gewenst, met name gericht op ontwikkeling, piloting en demonstratie. Het Nationaal Groeifonds kan hiervoor een middel zijn. Aanvullend kan de Topsector Energie middelen bundelen en zo de focus verschuiven naar elektrificatie. Het nationale Groeifonds biedt hiervoor mogelijk kansen. De recente toekenning van het Groenvermogen voorstel voor programmatische ontwikkeling van waterstof en groene chemie met een omvang van € 338 miljoen geeft een eerste voorbeeld van een dergelijke programmatische bundeling. Daarmee wordt een deel van de behoefte aan innovaties voor indirecte elektrificatie (waterstofproductie) ingevuld. Met name op het gebied van procesinnovaties voor directe elektrificatie en de inzet van waterstof als energiedrager wordt nog onvoldoende ingezet. De rijksoverheid en de relevante Topsectoren (Energie, Chemie, HTSM) hebben samen een rol om te verkennen of een programmatisch voorstel voor elektrificatie in de industrie kansrijk is.

Programmatisch innoveren

Ook is van groot belang dat ontwikkelingen over meerdere decades, zoals hierboven geschetst, programmatisch kunnen worden doorlopen. Alleen wanneer de industrie uitzicht heeft op het volledig kunnen doorlopen van een innovatietraject, zullen investeringen in pilots, demonstraties en uiteindelijk uitrol worden gedaan. De huidige innovatie-instrumenten faciliteren innovaties stap voor stap op project-basis. Daardoor kunnen alleen sequentiële ontwikkelingen worden gedaan. Er zijn geen garanties voor een bedrijf of consortium dat het volledige innovatietraject kan worden doorlopen. De grote opgave voor elektrificatie via procesinnovaties in 2030-2050, vereisen een nieuw vormgegeven instrumentarium. Een dergelijk instrument zou gericht moeten zijn op heldere product-missies, zoals bijvoorbeeld GW-schaal elektrolyse, elektrificatie van olefineproductie, of elektrificatie van staalproductie. Financiering zou gegarandeerd moeten zijn bij succesvol doorlopen van elke fase van het ontwikkelingsprogramma. Voor een snelle en effectieve ontwikkeling is de programmatische koppeling van deze ontwikkelstappen gewenst. Succes in de ene fase moet garantie bieden op financiering van de doorontwikkeling in de volgende fase. Daarvoor zijn adaptieve technologie roadmaps noodzakelijk, en toegewijde betrokkenheid van bedrijven en de overheid bij de uitvoering van deze roadmaps.

Nederlands innovatiesysteem en internationale samenwerking

Nederland is bijzonder goed gepositioneerd om een vestigingsplaats te zijn voor een verregaand geëlektrificeerde industrie, en beschikt over uitstekende onderzoeks- en ontwikkelingsfaciliteiten met diverse technische universiteiten, TNO en Institute for Sustainable Process Technology (ISPT) die onderzoeksprogramma's hebben gestart op dit terrein. Ook is het Nederlandse innovatie-ecosysteem in de ogen van internationale industrieën zeer geschikt voor het uitvoeren van risicovolle innovatietrajecten. De voornoemde programmatische aanpak is hiervoor een belangrijke randvoorwaarde voor succes.

Europees kan Nederland op het gebied van elektrificatie in de industrie samenwerken met omliggende landen, met name met Vlaanderen en Duitsland. Naast een aantal bilaterale samenwerkingen, is er een sterke trilaterale strategie op het gebied van chemie tussen Nordrhein-Westfalen, Vlaanderen en Nederland. Europees zijn diverse fondsen beschikbaar, o.a. voor opschaling in het Innovation Fund, en voor samenwerking op het gebied van onderzoek en ontwikkeling in Horizon Europe. Vanuit de Nederlandse innovatie-agenda voor elektrificatie kan input worden geleverd op Horizon Europe, en kan de consortiumvorming door Nederlandse partijen worden gericht op onze nationale ambities.

5.3 Kennisverspreiding en onderwijs

Voor succes in innovatie is eigenaarschap van spelers uit de keten een belangrijk randvoorwaarde. Wanneer partijen echt betrokken zijn in de ontwikkeling en ervaringen uitwisselen, worden ze zich gezamenlijk bewust van de risico's en de potentie van technieken. Voor de overheid ligt er een taak om zulke samenwerking (technisch en niet-technisch) mogelijk te maken in innovatie-instrumenten. Waar innovaties nog door een opschalings- en kostenverlagingstraject moeten gaan zijn innovatie-ecosystemen gewenst. Voor elektrolyse is rond de Topsector Energie, ISPT en TNO een brede groep partijen ontstaan. Nationale programma's vanuit de overheid, zoals het Nationaal Waterstof Programma, kunnen hierin de volgende stap zijn.

Innovaties die marktrijp zijn, komen niet vanzelf in de industrie terecht. Bedrijven kunnen niet altijd voldoende de kansen en de risico's inschatten die een innovatie voor hun specifieke situatie met zich mee brengt. Kennisuitwisseling is hier sterk bepalend, en de behoefte aan het leren van ervaringen en successen van andere bedrijven is groot. Brancheverenigingen kunnen hierin een rol spelen, door het faciliteren van kennisuitwisseling en het verbinden van partijen. Goede voorbeelden van zulke initiatieven zijn de *Inspiratietour Elektrificatie* van de NVDE, het *Programma Verduurzaming Industrie* waarin VEMW en RVO samenwerken, *Wind meets Industry* waarin Energie-Nederland, NWEA, VEMW, VNCI en de Topsector

Energie zich verenigd hebben en 6-25 van het FME. Al deze initiatieven vergroten begrip over elektrificatie en over de belangen van verschillende spelers in de keten. Ze zorgen voor kennisuitwisseling en verlagen daarmee de risicoperceptie van bedrijven.

De vereiste snelheid van leren van piloting en demonstraties, en de genoemde onderlinge kennisuitwisseling tussen industrieën komen alleen van de grond als er gekwalificeerd personeel beschikbaar is en bij de bedrijven een plek vindt. Elektrificatietechnieken vereisen andere vaardigheden van ontwerp, installatie, en bij het bedrijven van de installaties. Hier ligt een belangrijke rol voor kennisinstellingen en onderwijs om elektrificatie onderdeel te maken van opleidingen en stages. De Topsector Energie heeft hierin een rol, via de Human Capital Agenda (HC-agenda) die samen met andere Topsectoren ontwikkeld wordt. Als onderdeel van deze HC-agenda worden contacten onderhouden met HBO-lectoren en MBO-practoraten, en wordt gewerkt aan thematische Learning Communities (LC's). Binnen zulke LC's komen innoveren en leren bij elkaar, en wordt actief gewerkt aan kennisoverdracht aan een nieuwe generatie technisch geschoold personeel. Op die manier kan ook voor elektrificatie een nieuwe generatie mensen opgeleid worden om een belangrijke bijdrage te leveren aan de rol van elektrificatie in de industrie.



Literatuur

- Berenschot & Kalavasta 2020, *Klimaatneutrale energiemogelijkheden 2050*. Utrecht: Berenschot.
- Berenschot, CE Delft, Industrial Energy Experts, Energy Matters 2017, *Electrification in the Dutch process industry*. Utrecht: Berenschot.
- BNNVARA 2020, *Hoe het draagvlak voor biomassa in rap tempo verdwijnt*. Retrieved from bnnvara.nl: <https://www.bnnvara.nl/zembla/artikelen/hoer-het-draagvlak-voor-biomassa-in-rap-tempo-verdwijnt>
- CBS 2020, *Energiebalans; aanbod en verbruik, sector*. Statline: <https://opendata.cbs.nl/statline/#/CBS/nl/dataset/83989NED/table?ts=1632970359027>
- CE Delft 2018, *Contouren en instrumenten voor een Routekaart Groengas 2020 - 2050*. Delft: CE Delft.
- CE Delft 2018, *Routekaart CCS: CO₂-afvang en -opslag, een ongemakkelijk maar onmisbaar deel van de energietransitie* (<https://www.ce.nl/publicaties/2147/routekaart-ccs>)
- CE Delft 2021, *Doorlooptijden investeringen elektrificatie*. Delft: CE Delft.
- CE Delft, Quintel 2019, *Systeemstudie energie-infrastructuur Groningen & Drenthe*. Delft: CE Delft.
- CE Delft, Quintel, TNO 2021, *Systeemstudie energie-infrastructuur Zuid-Holland*. Delft: CE Delft.
- CE Delft, Royal HaskoningDHV 2020, *Systeemstudie energie-infrastructuur Zeeland*. Delft: CE Delft.
- CE Delft, TNO, Quintel 2020, *Systeemstudie energie-infrastructuur Limburg*. Delft: CE Delft.
- CE Delft, TNO, Studio Marco Vermeulen 2019, *Rapportage systeemstudie energie-infrastructuur Noord-Holland*. Delft: CE Delft.
- Centraal Bureau voor de Statistiek 2018, *Standaard Bedrijfs Indeling 2008 - Versie 2018*. Heerlen: Centraal Bureau voor de Statistiek.
- Centraal Bureau voor de Statistiek 2020, *Productie groene elektriciteit in stroomversnelling* (<https://www.cbs.nl/nl-nl/nieuws/2020/10/productie-groene-elektriciteit-in-stroomversnelling>).
- Centraal Bureau voor de Statistiek 2021, *Welke sectoren stoten broeikasgassen uit?* (<https://www.cbs.nl/nl-nl/dossier/dossier-broeikasgassen/hoofdcategorieen/welke-sectoren-stoten-broeikasgassen-uit->).
- Davidse Consultancy 2012, *Warmte-energie, de motor van de industrie*. Bennekom: Davidse Consultancy.
- DNV 2020, *De mogelijke bijdrage van industriële vraagresponsoorten aan leveringszekerheid*. 2020: DNV.
- DNV 2020, *Noordzee energie outlook*. Arnhem: DNV.
- DNV GL 2018, *Verkenning naar mogelijkheden om aardgas te vervangen in industriële verhittingsprocessen*. Arnhem: DNV GL.
- DNV GL 2018, *Verkenning naar mogelijkheden om aardgas te vervangen in industriële verhittingsprocessen*. Arnhem: DNV GL.
- DNV GL 2019, *Filling the data gap: an update of the 2019 hydrogen supply in the Netherlands*. Arnhem: DNV GL.
- EBN 2019, *Studie 'Athos' toont haalbaarheid aan: Noordzeekanaalgebied biedt potentieel voor CO₂-infrastructuur* (<https://www.ebn.nl/nieuws/studie-athos-toont-haalbaarheid-aan-noordzeekanaalgebied-biedt-potentieel-voor-co2-infrastructuur/>).
- EBN 2018, *Masterplan Aardwarmte in Nederland*. Utrecht: EBN.
- ECN 2017, *Matching processes with electrification technologies*. Petten: ECN.
- ECN 2018, *A first order roadmap for Electrification of the Dutch Industry*. Petten: ECN.
- Ecoheatcool 2005, *The European heat market*. Brussels: Ecoheatcool and Euroheat & Power.
- Gasunie & EBN 2017, *Transport en Opslag van CO₂ in Nederland*. ([https://www.ebn.nl/wp-content/uploads/2018/07/Studie-Transport-en-opslag-van-CO₂-in-Nederland-EBN-en-Gasunie.pdf](https://www.ebn.nl/wp-content/uploads/2018/07/Studie-Transport-en-opslag-van-CO2-in-Nederland-EBN-en-Gasunie.pdf)).
- Hogeschool Rotterdam 2017, *Visie op de toekomst van de Nederlandse procesindustrie*. Rotterdam: Hogeschool Rotterdam.
- HoogspanningsNet Netkaart, 2021, HoogspanningsNet: (<https://webkaart.hoogspanningsnet.com/index2.php#11/51.5188/3.9599>).
- H-vision 2019, *Blue hydrogen as accelerator*. Rotterdam: H-vision.
- H-vision 2021, *Snel, grote hoeveelheden CO₂ reduceren met waterstof*. H-vision.nl: (<https://www.h-vision.nl/>).

HYBRIT 2018, *HYBRIT – towards fossil-free steel*. Stockholm: HYBRIT.

HYBRIT 2018, *Summary of findings from HYBRIT Pre-Feasibility Study 2016–2017*. Stockholm: HYBRIT.

JRC 2012, *Heat and cooling demand and market perspective*. Petten: JRC.

Klimaatakkoord 2020, *Kwart meer duurzame energie in 2020*. Retrieved from Klimaatakkoord.nl: <https://www.klimaatakkoord.nl/actueel/nieuws/2020/12/22/jaarbericht-hernieuwbare-energie-in-2020>

Koninklijke VEMW 2020, *Position paper Waterstof*. (<https://www.vemw.nl/~media/VEMW/Downloads/Public/Nieuwtjes/VEMW%20positie%20H2.ashx>).

Ministerie van Economische Zaken en Klimaat 2020, *Kabinetsreactie op het advies van de Taskforce Infrastructuur, kamerbrief*. Den Haag: EZK.

Ministerie van Economische Zaken en Klimaat 2020, *Startnotitie PEH*. Den Haag: EZK.

Ministerie van Economische Zaken en Klimaat 2021, *Verloop openstelling SDE++ 2020*. Den Haag: Ministerie van Economische Zaken en Klimaat. (<https://www.rijksoverheid.nl/documenten/kamerstukken/2021/01/14/kamerbrief-over-verloop-openstelling-sde-2020>).

Ministerie van Economische Zaken en Klimaat 2019, *Rotterdam CCUS Project Porthos*. (<https://www.rvo.nl/sites/default/files/2019/07/Vastgesteld%20NRD%20Project%20CCUS%20Porthos.pdf>).

Ministerie van Economische Zaken en Klimaat 2020, *Klimaatnota 2020*.

Northern Lights 2021, *Northern Lights – Part of The Full-Scale CCS Project in Norway*. northernlightsccs.com (<https://northernlightsccs.com/en/about>).

PBL 2021, *Conceptadvies SDE++ 2022 - grootschalige elektrische boilers*. Den Haag: PBL.

PBL, RIVM, RVO en TNO 2020, *Klimaat- en Energieverkenning 2020*. Den Haag: PBL.

PBL 2019, *Effect Kabinetsvoorstel CO2-heffing Industrie*. PBL. (<https://www.pbl.nl/sites/default/files/downloads/pbl-2019-effect-kabinetsvoorstel-CO2-heffing-industrie-3737.pdf>).

PBL 2020, *Beschikbaarheid en Toepassingsmogelijkheden voor Duurzame Biomassa*. PBL. (<https://www.pbl.nl/publicaties/beschikbaarheid-en-toepassingsmogelijkheden-van-duurzame-biomassa-verslag-van-een-zoektocht-naar-gedeelde-feiten>)

Royal Haskoning DHV 2020, *Project 6-25 Technology Validation*. Rotterdam: RH DHV.

Rijksuniversiteit Groningen 2019, *Outlook for a Dutch hydrogen market*. (https://www.rug.nl/ceer/blog/ceer_policypaper_5_web.pdf).

Ministerie van Binnenlandse Zaken 2019, *Ruimtelijke strategie datacenters*. Den Haag: Ministerie van Binnenlandse Zaken.

Strategy& 2021, *Unlocking Industrial Demand Side Response*. Arnhem: TenneT.

Stuurgroep extra opgave 2021, *Complementair Ontwikkelen*. Den Haag: Stuurgroep extra opgave.

Taskforce infrastructuur klimaat industrie 2020, *Meerjarenprogramma Infrastructuur Energie en Klimaat 1.0*. Arnhem: DNV GL.

TenneT 2020, *Monitoring Leveringszekerheid 2020*. Arnhem: TenneT.

TenneT 2020, *Investeringsplan Net op land 2020 - 2029*. Arnhem: TenneT.

TKI nieuw gas 2018, *Contouren van een Routekaart Waterstof*. Amersfoort: TKI nieuw gas.

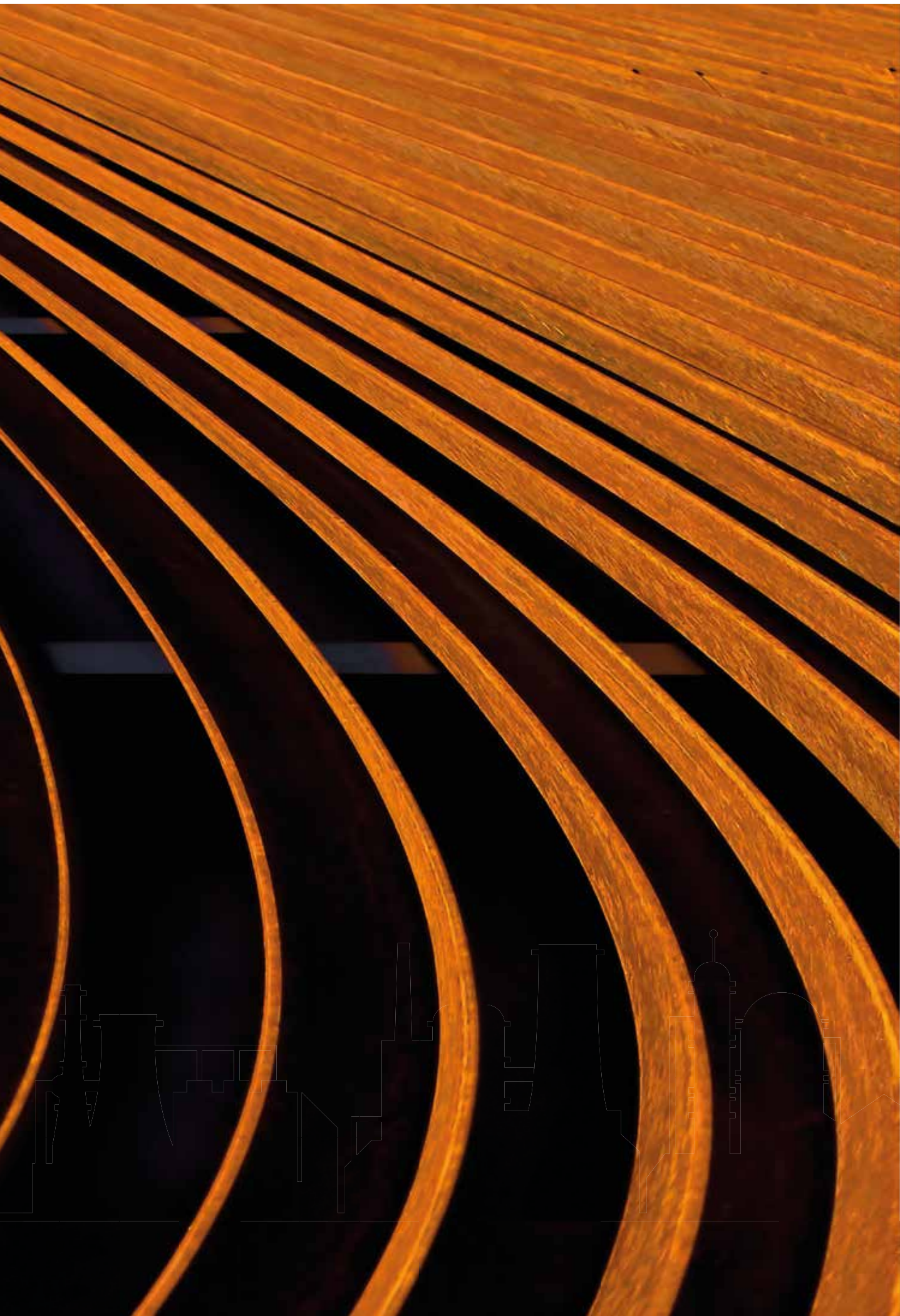
TNO & CBS 2020, *The Dutch hydrogen balance, and the current and future representation of hydrogen in the energy statistics*. Amsterdam: TNO.

TNO & PBL 2019, *Decarbonisation options for the Dutch paper and board industry*. the Hague: PBL.

TNO 2020, *Verkenning instrumentatie voor industriële elektrificatie*. Amsterdam: TNO.

Trümper 2007, *PART II: Industrial surplus hydrogen and markets and production*. Oldenburg: Roads2HyCom.





Bijlage 1 - Achtergrond bij de berekening van het basispotentieel voor elektrificatie in de industrie

Analyse van de warmtebehoefte industrie

Om het gewenste beeld te verkrijgen van warmtebehoefte per locatie, sector en apparaat is het nodig gebleken om een aantal bronnen te raadplegen en te consolideren. Het betreft CBS, de MIDDEN database van PBL en de Large Combustion Plant Database (LCP). Consolidatie van al deze bronnen bleek nodig om een bruikbaar beeld te construeren.

De CBS data betreffen de overall getallen voor het huidige gebruik van warmte in de industrie met sector analyses. Deze zijn gebruikt voor de juiste ijking en als aanvulling. Daarnaast geeft het CBS inzicht in het gebruik van lage temperatuur en hoge temperatuur warmte.

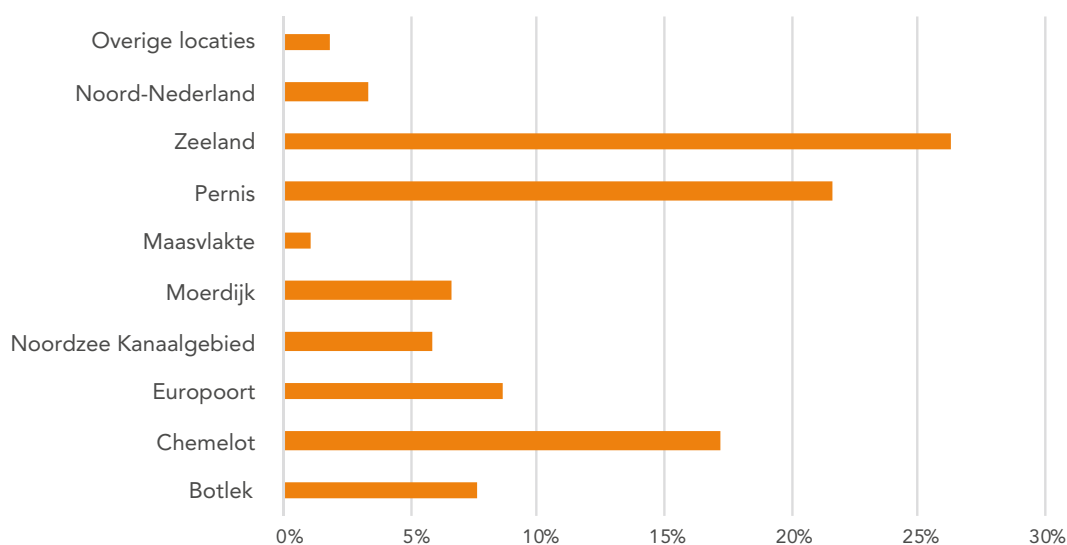
De beschikbare gedetailleerde sector analyses, uitgevoerd op basis van het MIDDEN project, geven een goede aanzet voor het hoge temperatuur warmtegebruik van de belangrijke sectoren raffinage, chemie-kraakkers, kunstmest, industriële gassen en staal. Er is hierbij informatie beschikbaar over de rol van WKK's, fornuizen en boilers, maar ook over waterstofbehoefte en rest-gas productie. Deze rest-gas stromen zijn voor de meeste relevante sectoren (raffinage, petrochemie en industriële gassen) gekwantificeerd. Ze spelen een rol in de elektrificatie van de industrie omdat deze restgassen vrijkomen als fornuizen en boilers worden geëlektrificeerd. Deze restgassen kunnen vervolgens ingezet worden om blauwe waterstof te maken.

Ter aanvulling voor de andere sectoren (voeding, papier, chemie, keramiek, glas, steen) en verificatie is daarnaast de Large Combustion Plant (LCP) database gebruikt. Deze LCP database geeft voor grote apparaten ($> 50\text{MW}_{\text{th}}$ primaire input) zoals fornuizen en boilers naar sector, capaciteit en locatie weer en betreft eveneens met name de hoge temperatuur warmte. De LCP database geeft ook voor Nederland een overzicht van de totale energie input (exclusief de Nederlandse elektriciteitsproductie) voor fornuizen, fornuizen voor conversie, boilers en industriële WKK's. De LCP database is vooral gebruikt om de hoge temperatuur warmte-distributie over de industrie clusters en apparaten te kwantificeren. Deze wordt ook gebruikt voor lage temperatuur (figuur B1.1). Op basis van typische kentallen voor het rendement van deze installaties (zie tabel B1.1) volgt uit de analyse een finale warmteproductie van ongeveer 323 PJ.

Technologie	Efficiëntie
Elektrische fornuizen	90%
Elektrische boilers	99%
Conventionele fornuizen	90%
Conventionele boilers	85%
WKK's (warmte)	55%
WKK's (vermogen)	25%

Tabel B1.1: Gebruikte rendementen voor berekeningen in de LCP database.

van het totale energieverbruik



Figuur B1.1 : Verdeling van finaal hoge temperatuur energiegebruik in de Nederlandse industrie berekend via de LCP database.

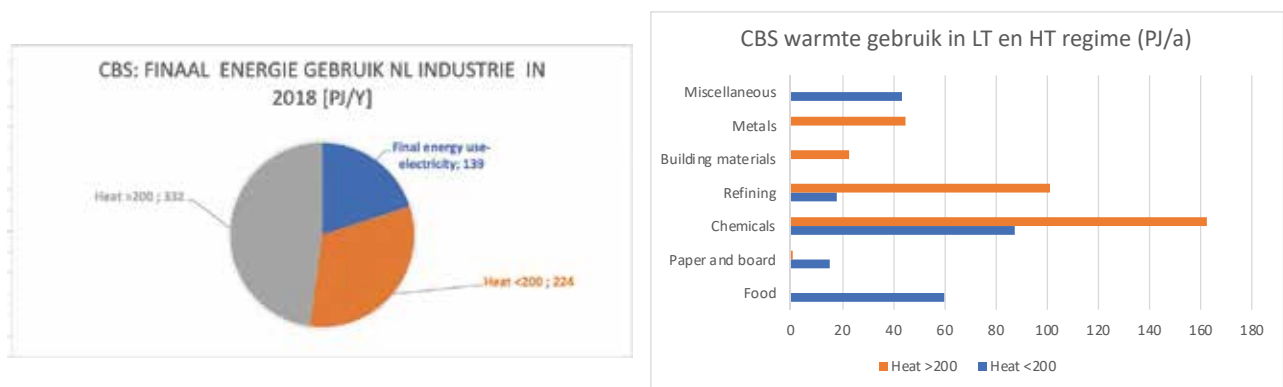
De door het CBS geleverde onderverdeling van de totale warmtebehoefte in sectoren en temperatuur regimes kan vervolgens verder worden aangescherpt - per sector - door gebruik te maken van eerdere studies (JRC, 2012), (Ecoheatcool, 2005), (Davidse Consultancy, 2012). We onderscheiden de regimes lage temperatuur (LT) en hoge temperatuur (HT) waarbij de grens bij 200°C ligt.

Sector (CBS)	Lage Temperatuur Warmtebehoefte	Bron/ commentaar
Voeding	100%	Matching processes with electrification technologies (internal TNO report, 2017)
Papier en karton	96%	Davidse Consultancy (2012): Warmte-energie, de motor van de industrie, Ontwikkelingen in het gebruik en de opwekking van industriële warmte, 2012
Chemicaliën	35%	Davidse Consultancy (2012): Warmte-energie, de motor van de industrie, Ontwikkelingen in het gebruik en de opwekking van industriële warmte, 2012
Raffinage	15%	Davidse Consultancy (2012): Warmte-energie, de motor van de industrie, Ontwikkelingen in het gebruik en de opwekking van industriële warmte, 2012
Bouw-materialen	0%	Aanname
Metalen	0%	Aanname
Diversen	100%	Aanname

Tabel B1.2: Inschatting van de behoefte aan lage temperatuur warmte voor diverse sectoren

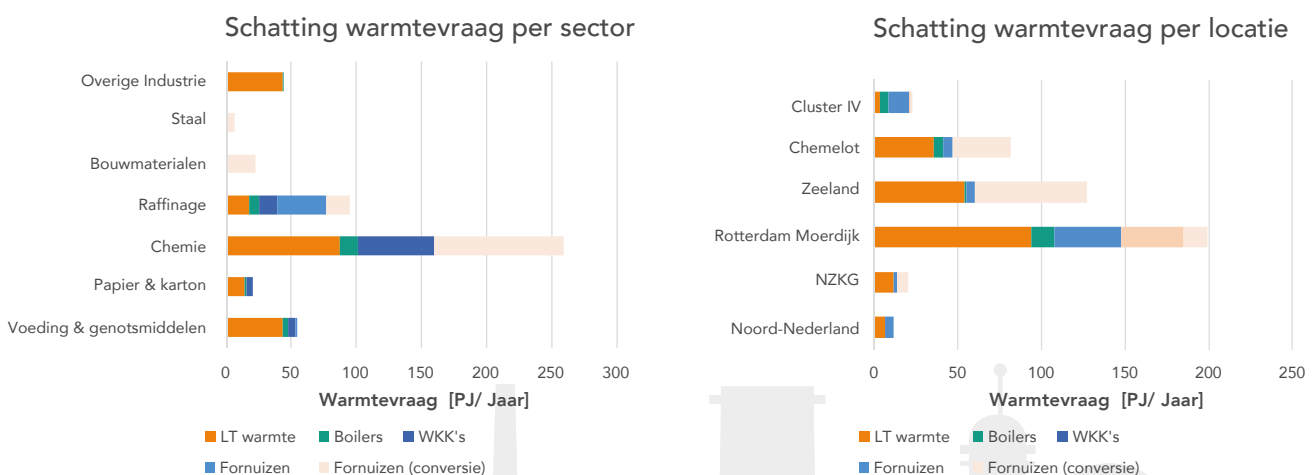
Uitgaande van de verkregen hoge temperatuur capaciteitsdata uit de LCP en MIDDEN databases, temperatuur regimes en sector verdeling kan uiteindelijk de totale warmtebehoefte van de industrie in kaart worden

gebracht, opgesplitst in lage temperatuur (< 200 °C) en hoge temperatuur (>200 °C) regimes. Het resultaat van de op bovenstaande wijze verkregen analyses wordt weergegeven in figuur B1.2. Uit de linker figuur kan opgemaakt worden dat van de 694 PJ jaarlijks finale industriële energiegebruik, volgens CBS ongeveer 20 procent wordt gebruikt in de vorm van elektriciteit. Daarnaast heeft 30 procent betrekking op lage temperatuur warmtegebruik (224 PJ) en 50 procent op hoge temperatuur warmtegebruik (~ 332 PJ). De rechter figuur geeft een verdere verdeling van de CBS warmtevraag over de sectoren (onderverdeeld in lage temperatuur en hoge temperatuur warmte).



Figuur B1.2: verdeling van finaal energiegebruik in de Nederlandse industrie in 2018 naar elektriciteit en warmte (links) en warmtegebruik naar industrietak naar lage temperatuur en hoge temperatuur warmte (rechts).

Als op deze wijze de hoge temperatuur- en lage temperatuur warmte in kaart zijn gebracht ontstaat het gewenste beeld van warmtebehoefte per regime, sector, regio en installatie (figuur B1.3).



Figuur B1.3 Inschatting verdeling van lage en hoge temperatuur warmtegebruik in de Nederlandse industrie in 2018 naar sector en naar locatie.

De overall conclusie is dat deze aanpak bruikbaar is voor de kwantificatie en verdeling van de energievraag voor gehele Nederlandse industrie maar een 20 procent te hoog beeld geeft omdat het capaciteiten betreft en niet het actuele gebruik.

Uitwerking van technisch potentieel voor elektrificatie

Als de onderverdeling van warmtegebruik naar apparaat, sector en locatie beschikbaar is, dan kan met kentallen (tabel B1.3) voor efficiëntie van traditionele warmtebronnen zoals gasboilers versus de (direct of indirect) geëlektrificeerde versie de finale behoefte aan elektriciteit of waterstof berekend worden per apparaat zoals boilers, fornuizen, WKK's etc.

Technisch gezien kan lage temperatuur warmtelevering al voor een significant deel geëlektrificeerd worden met reeds beschikbare warmtepomptechnieken. Temperaturen tot 200 °C worden rond 2030 met verdere ontwikkeling van industriële warmtepompen haalbaar geacht (ECN, 2018). Voor alle lage temperatuur warmtevraag wordt daarom in de inschatting van (directe) elektrificatie potentieel uitgegaan van inzet van warmtepompen met een zgn. *Coefficient of Performance* (COP) van 4.

Stoom van hogere temperaturen dan 200 °C die wordt geleverd door boilers en WKK installaties kan al deels worden geproduceerd met directe elektrificatie door plaatsing van elektrische boilers tot temperaturen van 300 °C. Het temperatuurbereik van hybride boilers loopt volgens recente informatie zelfs al op tot 500 °C (RH DHV, 2020). Op langere termijn zullen ook naar verwachting meer elektrische fornuizen en/of hot-oil systemen beschikbaar komen met een hoger temperatuurbereik. Voor specifieke grootschalige toepassingen, zoals elektrisch kraken en elektrolytische processen in de staalproductie, verkeren de technologieën echter nog in de R&D fase en zullen mogelijk pas ná 2030 een significante rol gaan spelen.

Voor de omrekening van de elektriciteitsbehoefte vanuit de beschikbare data voor de installaties worden de volgende kentallen gebruikt.

	Thermische efficiëntie	Bron
Conventionele boiler	85%	Typische industrie waarde moderne boiler
WKK - warmte	55%	Typische waarde voor een raffinaderij WKK
Waterstof boiler	90%	https://energy.nl/wp-content/uploads/2020/09/H2IndustrialBoiler_28092020_upd.pdf
Waterstof fornuis	90%	https://vnpi.nl/wp-content/uploads/2018/11/Eindrapport-VNPI-CO2-reductie-roadmap-Nederlandse-raffinaderijen.pdf
Conventioneel fornuis	90%	link
Elektrisch fornuis	90%	https://vnpi.nl/wp-content/uploads/2018/11/Eindrapport-VNPI-CO2-reductie-roadmap-Nederlandse-raffinaderijen.pdf
Elektrische boiler	99%	https://blueterra.nl/wp-content/uploads/2018/03/Electrification-in-the-Dutch-process-industry-final-report.pdf
Elektrische compressor	96%	aanname
Conventioneel stoom kraak fornuis	93,5%	Ullmann Encyclopedia
Elektrisch stoomkraak fornuis	98,5%	Aanname, omdat schoorsteenverliezen niet meer plaatsvinden
Waterstof uit elektrolyse	55 kWh/kg H ₂	20180514 Roadmap Hydrogen TKI Nieuw Gas May 2018. pdf (topsectorenergie.nl)
In het geval van CCS:		
CCS capture systeem	3,5 GJ/t CO ₂ captured	Diverse onderzoeken
Elektriciteitsbehoefte	110 kWh/t CO ₂	TNO berekeningen inclusief CCS compressie

Tabel B1.3: Gebruikte efficiëntie kentallen voor inschatting van elektrificatiepotentieel

In alle analyses blijkt dat een belangrijke consequentie van elektrificatie het overblijven van restgassen is. Deze komen in significante hoeveelheden vrij (ter illustratie: bij raffinaderijen en ethyleenkrakers dekt deze stroom

tussen de 40-80 procent van de totale energiebehoefte). Ook in de industriële gassenproductie (SMR tailgas), staalproductie (cokesgas, hoogoven gas), en kunstmestproductie gaat het om vergelijkbare percentages die worden aangewend als brandstof. Als deze warmteopwekking met elektriciteit gaat plaatsvinden is een andere toepassing voor deze gassen nodig. Vaak zijn deze gassen qua samenstelling niet eenvoudig geschikt voor andere toepassingen dan verbranding voor warmteopwekking.

Voor zover de processen waarbij de gassen ontstaan in de toekomst blijven bestaan, wordt verondersteld dat de restgassen moeten worden opgewerkt tot grondstof. Voor een dergelijke opwerking vindt al onderzoek plaats, bijvoorbeeld in de staalindustrie en raffinage. Dergelijke routes via synthesegas naar synthetische brandstoffen en/of methanol zijn op dit moment nog in ontwikkeling en relatief duur. Daarom wordt in deze analyse gekozen voor de reeds in gebruik zijnde opwerking van vrijkomende restgassen tot waterstof, CO₂ en neutrale componenten zoals stikstof. Voor deze opwerking is eveneens energie nodig, die in de analyse meegenomen is door een ingeschatte hoeveelheid elektriciteit of waterstof. De resterende CO₂ wordt afgevangen en opgeslagen of toegepast in bestaande of nieuwe processen. De resulterende (blauwe) waterstof wordt vervolgens voor ondervuring of als grondstof aangewend en verdringt dus de mogelijke toepassing van elektriciteit of groene waterstof.

In de volgende paragrafen worden twee varianten van elektrificatie uitgewerkt. In de directe-variant wordt zoveel mogelijk en waar realistisch mogelijk extern geproduceerde elektriciteit ingezet, in de indirecte-variant wordt zoveel mogelijk extern geproduceerde groene waterstof ingezet. De elektriciteit om deze groene waterstof te produceren wordt apart berekend. De hierboven beschreven verwerking van vrijkomende restgassen tot waterstof heeft in beide routes voorrang op de leveringen van groene waterstof.

Technisch potentieel maximale directe elektrificatie

In deze route wordt de benodigde lage temperatuur warmte ingevuld door warmtepompen met een COP van 4. Tevens worden de (inefficiënte) stoom-gedreven apparaten geëlektrificeerd. In deze analyse wordt waterstof voor industrieel gebruik als grondstof nog steeds via de traditionele fossiele routes (SMR's) opgewekt, maar met een energie voorziening die geëlektrificeerd is. De eerder genoemde beschikbaar komende restgassen worden in deze analyse omgezet in (blauwe) waterstof en vervolgens ingezet. Dit gaat ten koste van een deel van het directe elektrificatiepotentieel.

Op basis van de verdiepende analyse van een aantal belangrijke sectoren wordt een genuanceerder beeld neergezet. Hieronder volgt een korte beschouwing voor deze sectoren.

Voor kraakprocessen bij petrochemie wordt verondersteld dat de kraakfornuizen (die nu op stookgassen branden) op termijn worden vervangen door elektrische fornuizen. Verder worden stoom-aangedreven compressoren vervangen door elektrische compressoren. Aangenomen wordt verder dat de gekraakte restgassen worden omgezet in waterstof en CO₂ (waarbij de CO₂ wordt afgevangen en opgeslagen). De waterstof wordt on-site gebruikt om stoom te produceren, terwijl de resterende benodigde stoom wordt geleverd door elektrische boilers. Een eventueel aanwezige WKK wordt uitgefaseerd, waarbij de wegvallende warmtelevering wordt vervangen door elektrische boilers en wegvallende elektriciteitsproductie wordt betrokken van het net.

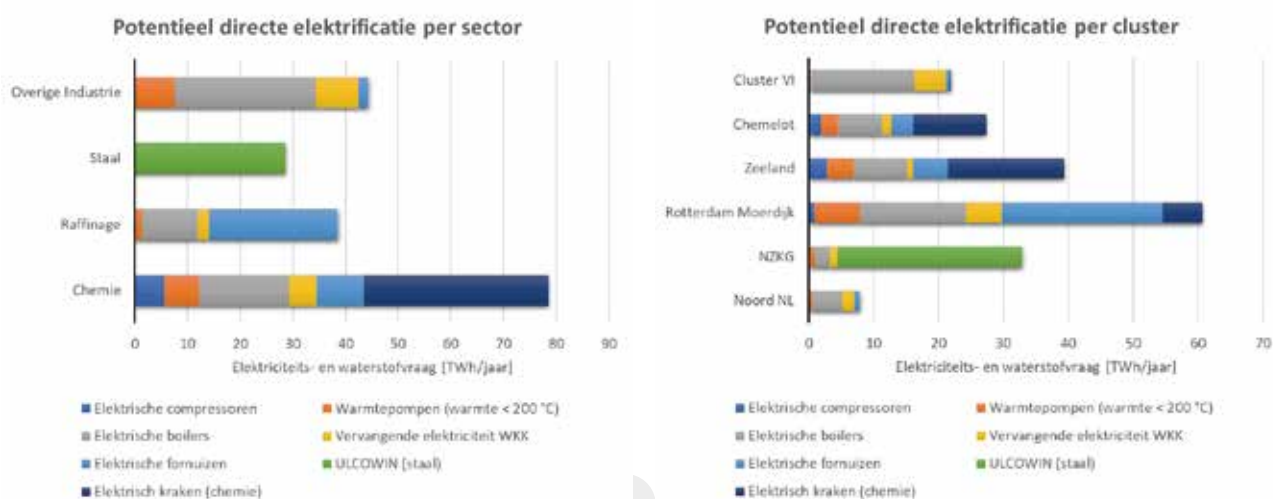
Voor industriële gassen en de ammoniakproductie wordt verondersteld dat de aardgasreformer fornuizen om waterstof te maken uit aardgas operationeel blijven worden, maar wel elektrisch worden verwarmd. Het vrijkomende restgas bevat veel stikstof (N₂) en weinig methaan en kan niet voor herverwerking of verbranding worden gebruikt. De CO₂ wordt afgevangen en de bijbehorende energiebehoefte wordt meegenomen. Een deel van deze CO₂ is nodig in de productie van ureum uit NH₃ en CO₂. Een eventueel aanwezige WKK wordt afgezet en de warmteproductie hiervan en van de andere conventionele boilers wordt vervangen door elektrische boilers. De wegvallende elektriciteitsproductie wordt geïmporteerd van het net.

In geval van raffinage gaat deze uitwerking uit van het vervangen van de huidige gasgestookte boilers en fornuizen door elektrische fornuizen, maar ook fornuizen op (blauwe) waterstof. De hierbij vrijgespeelde grote hoeveelheid stookgassen worden gebruikt voor de productie van blauwe waterstof met CO₂ afvang in SMR's of ATR's. Verder worden WKK's vervangen door elektrische boilers, en de huidige elektriciteitsproductie van de WKK's betrokken van het net. Aangezien moderne raffinaderijen sterk geïntegreerd zijn zullen deze aannames naar verwachting verre van optimaal zijn.

Voor de staalindustrie gaan we uit ontwikkeling van electrostaal processen. In het Ultra Low CO₂ Steelmaking (ULCOS) project van de Europese Unie zijn diverse alternatieven ontwikkeld voor de huidige CO₂-intensieve processen. Eén daarvan is ULCOWIN, een proces waarin ijzererts elektrochemisch wordt gereduceerd tot ijzer. Het geproduceerde ijzer wordt verder verwerkt in een vlamboogoven. Dit wordt als een kansrijke technologie gezien die mogelijk vanaf 2040 kan worden toegepast.

Voor de overige sectoren wordt verondersteld dat gasboilers en WKK's worden vervangen door elektrische boilers (inclusief correctie voor het wegvallen van de elektriciteitsproductie), en dat ook ovens en andere verwarmingsinstallaties op termijn kunnen worden geëlektrificeerd.

Het resultaat voor deze uitwerking van directe elektrificatie wordt weergegeven in figuur B1.4, met aan de linkerkzijde de resultante finale elektriciteitsvraag naar sector, en rechts de elektriciteitsvraag naar cluster. De totale aanvullende elektriciteitsvraag bij directe elektrificatie van de Nederlandse industrie komt voor dit potentieel voor 2020 op basis van capaciteit uit op 190 TWh op jaarbasis, waarbij wordt opgemerkt dat de benodigde waterstof in Nederland nog steeds vanuit fossiele bronnen met CO₂ afvang wordt opgewekt. Dit getal is gebaseerd op capaciteit in plaats van daadwerkelijk gebruik en een aantal aannames. Het ligt ruim 20 procent hoger dan de CBS getallen voor 2018. Op vollast basis betekent dit een vermogen van maar liefst 21,7 GW. Deze 190 TWh is dus volledig ingezet voor verwarmingsdoeleinden en niet voor waterstof als grondstof. Ter referentie, de huidige totale Nederlandse elektriciteitsvraag bedraagt 120 TWh.



Figuur B1.4: Potentieelschatting voor directe elektrificatie van de huidige energievraag in de Nederlandse industrie, per sector (links) en per cluster (rechts). Verder wordt de elektriciteitsbehoefte weergegeven naar type installatie.

Technisch potentieel maximale indirecte elektrificatie

In de indirecte elektrificatie route wordt zoveel mogelijk gebruik gemaakt van groene waterstof voor industriële warmte-toepassingen. Er is een restant elektriciteit verondersteld ter vervanging van WKK's en inzet van warmtepompen waar mogelijk.

Waterstof kan ingezet worden in boilers en eventueel WKK-installaties (niet meegenomen in de beschouwing), al vergt dit nog verdere technische ontwikkeling van de branders en stikstof uitstoot (zie bijvoorbeeld (DNV GL, 2018), en (TKI nieuw gas, 2018)). Op langere termijn zullen naar verwachting ook waterstof fornuizen beschikbaar komen (zie ook (ECN, 2018)). Voor de eerder genoemde grootschalige toepassingen met hoge temperaturen, zoals stoomkraken, wordt dergelijke ontwikkeling ook voorzien, terwijl voor staalproductie gewerkt wordt aan *direct reduction* technieken op basis van waterstof met als doel fossielvrije staalproductie te realiseren voor 2035 (zie ook (HYBRIT, 2018)).

In de uitwerking van de kraakprocessen in de organische chemie wordt verondersteld dat waterstof wordt gebruikt als brandstof voor de kraakfornuizen en voor stoomproductie in boilers. De restgassen uit de krakers worden gebruikt om blauwe waterstof te produceren. Verder wordt alle stoom opgewekt uit huidige boilers en WKK's vervangen door stoom uit waterstof-boilers en wordt de verloren elektriciteit geleverd vanuit het net. De benodigde waterstof voor grondstof en brandstof wordt geleverd als groene waterstof.

In geval van productie van industriële gassen wordt aangenomen dat alle waterstofproductie uit de SMR's van deze sites wordt vervangen door groene waterstofaanvoer. De WKK-stoomproductie wordt vervangen door waterstofketels en de wegvallende elektriciteit wordt geleverd door het net.

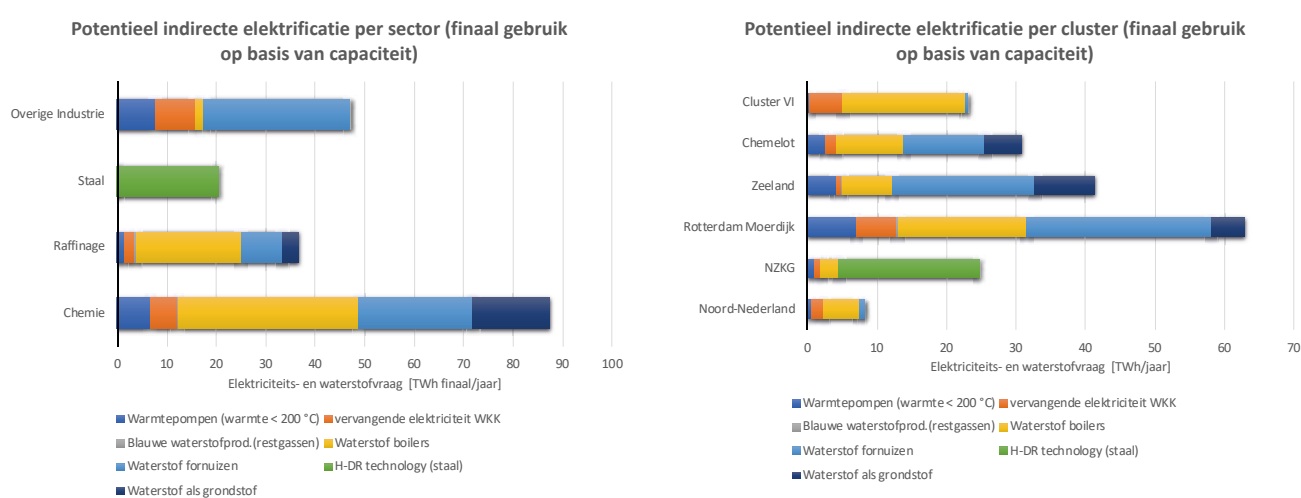
Hoewel de benodigde CO₂ voor productie van ureum ook via blauwe H₂ kan komen, wordt voor de kunstmest industrie in deze analyse de benodigde proces-waterstof deels nog opgewekt via een reformer met CCS uit fossiele grondstof om de minimumbehoefte aan CO₂ voor ureumproductie te halen. De impact op het hele plaatje is relatief laag. Daarnaast zal additioneel benodigde groene waterstof worden aangevoerd voor gebruik als grondstof voor de ammoniakproductie en als brandstof voor de stoomvoorziening met waterstofboilers ter plaatse. Wegvallende elektriciteitsproductie uit WKK vermogen wordt geleverd door het net. Naar verwachting stijgt de stoombehoefte van deze sector omdat de stoomproductie uit de SMR's zal verminderen. Deze stoom wordt onder andere gebruikt in de ureum fabriek. De afgeschatte hoeveelheid additionele stoom zal worden opgewekt door waterstof boilers.

In geval van raffinage en petrochemie wordt waterstof gebruikt als brandstof voor de ovens en voor stoomproductie met waterstofketels. De restgassen worden gebruikt om blauwe waterstof te produceren. Verder wordt WKK vervangen door waterstofboilers, en de huidige elektriciteitsproductie van de WKK betrokken van het net.

Voor de staalindustrie gaan we uit van hydrogen direct reduction (H-DR); ijzererts wordt hierbij gereduceerd tot ijzer door waterstof te gebruiken in plaats van koolstof. Dit levert in het proces waterdamp op in plaats van CO₂-rijk hoogovengas.

Voor de overige sectoren wordt verondersteld dat gasboilers en WKK worden vervangen door waterstofboilers (inclusief correctie voor het wegvallen van de elektriciteitsproductie), en dat waterstoffornuizen worden toegepast ter vervanging van de bestaande fornuizen.

Het resultaat voor deze uitwerkingen wordt weergegeven in figuur B1.5 met de finale elektriciteitsvraag ingedeeld naar sector aan de linkerkant en naar cluster aan de rechterkant. Dit figuur laat dus zien hoeveel aanvullende elektriciteit en waterstof er op de industriële productielocaties (aan het hek) geleverd zal moeten worden. Ook in deze indirecte elektrificatieroute wordt een deel van de ingezette waterstof geproduceerd uit restgassen (blauwe waterstof) en wordt de rest als grondstof via elektrolyse opgewekt. De totale finale vraag naar energie voor de levering van warmte is sterk vergelijkbaar met directe elektrificatie en bedraagt eveneens rond 190 TWh. Deze additionele vraag zou (bij volledige implementatie) opgeteld moeten worden bij de huidige landelijke elektriciteitsbehoefte van 120 TWh.



Figuur B1.5: Potentieelschatting voor indirecte elektrificatie van de huidige energievraag in de Nederlandse industrie, exclusief rendementsverliezen voor elektrolyse – optellend tot 190 TWh.

Verdere details, algemene opmerkingen en aannames

Voor elektrificatie wordt uitgegaan van de huidige warmtebehoefte. Mogelijke nieuwe procesroutes en/of producten zoals e-fuels die via (directe) elektrochemie kunnen gaan verlopen worden hier niet beschouwd. Alle inschattingen voor warmtegebruik en elektrificatie daarvan zijn gebaseerd op huidig, gerapporteerd geïnstalleerd vermogen. Dus niet op basis van de gebruikte capaciteit. Daarnaast wordt uitgegaan van 24/7 operatie en dus 8760 uur/jaar. Verder is het ingeschatte warmtegebruik gesplitst in < 200 °C (lage temperatuur) en >200 °C (hoge temperatuur).

Wanneer de lage temperatuur en hoge temperatuur behoefte per sector is vastgesteld is het voor de geografische spreiding van de behoefte van belang om in te schatten hoe de verdeling van de warmtebehoefte per regio ligt. Hiervoor is gebruik gemaakt van de Europese Large Combustion Plant (LCP) database uit 2018. Deze betreft de hoge temperatuur warmtegeneratie en dekt meer dan 90 procent van de hoge temperatuur warmte af. Het restant betreft kleinere installaties en hiervoor is dezelfde geografische spreiding aangenomen. De LCP database geeft het volgende beeld – waarbij allereerst via typische karakteristieken per apparaat de primaire warmte is omgerekend naar finale warmte.

Regio	% van de totale hoge temperatuur warmte behoefte
Botlek	8%
Chemelot	17%
Europoort	9%
Noordzee Kanaalgebied	6%
Moerdijk	7%
Maasvlakte	1%
Pernis	22%
Zeeland	26%
Noord-Nederland	3%
Overige locaties	2%

Als per regio de hoge temperatuur warmtebehoefte in kaart is gebracht (en genormaliseerd naar het totale CBS getal), dan kan hiermee tevens de regionale lage temperatuur behoefte worden ingeschat. Daarnaast geeft het LCP informatie over het type apparaat, wat weer van belang is voor de inschatting van de elektriciteitsbehoefte bij de diverse vormen van elektrificatie.

De LCP data (2018) werden gebruikt om uitgaande van de te elektrificeren warmtebehoefte de elektriciteitsbehoefte te kwantificeren op basis van het type LCP apparaat (WKK, stoomketel, fornuis). Hierbij zijn de volgende algemene aannames gedaan voor directe elektrificatie:

- Vervang de bestaande fornuizen door elektrische fornuizen
- Vervang de stoomproductie van stilgezette WKK's en stoomketels door elektrische boilers
- Vervang de verloren elektriciteit vanuit de stilgezette WKK's door elektriciteit uit het netwerk

Voor het geval van maximale indirecte elektrificatie zijn de aannames als volgt:

- Vervang de bestaande fornuizen door waterstof-gestookte fornuizen
- Vervang de bestaande stoomproductie uit stoomketels en stilgezette WKK's door waterstofboilers
- Vervang de gedorven elektriciteit uit de WKK's door elektriciteit uit het grid.
- De benodigde groene waterstof wordt opgewekt uit elektriciteit met een elektrische efficiëntie van 55 kWh/kg H₂ (extracted from 20180514 Roadmap Hydrogen TKI Nieuw Gas May 2018.pdf (topsectorenergie.nl))

Elektrificatie van de kunstmestsector (data uit het betreffende midden rapport)

Het betreft hier OCI Nitrogen (Chemelot) en Yara Sluiskil B.V. (Zeeland). Voor zowel het directe- als het indirecte elektrificatiescenario geldt de volgende beschouwing:

- De chemische behoefte aan waterstof is 0.178 t H₂/t NH₃. Deze wordt in beide elektrificatieroutes (deels) geproduceerd uit fossiele grondstoffen. Ook in de waterstof route zal er echter nog steeds een minimaal noodzakelijke fossiele productie plaatsvinden om voldoende CO₂ voor Ureum-productie te maken, aangevuld met geïmporteerde (groene) waterstof.
- De totale proces CO₂ emissies van de ammonia productie betreft 1,9 t CO₂/ t NH₃
- CO₂ emissies uit verbrandingsprocessen in de ammonia productie liggen op 0,9 t CO₂/ t NH₃

- De CO₂ emissies uit de benodigde waterstoffabrieken (SMRs) liggen op 1,3 t CO₂/t NH₃
- De energiebehoefte (capaciteit) voor de gebruikte SMRs en boilers/WKKs komen uit de LCP database.
- De OCI site in Chemelot, betreft stoom van buiten de site (Swentibold power plant) - deze wordt meegenomen in de stoomkraker evaluatie en dus niet in de kunstmest evaluatie.

Om voor deze sector de elektriciteitsbehoefte onder maximale directe elektrificatie in te schatten zijn de volgende aannames gedaan:

- Waterstof voor ammoniaproductie wordt nog steeds geproduceerd uit fossiele grondstoffen (aardgas) - voor de productie van ureum uit ammoniak is namelijk ook CO₂ nodig. De warmte benodigd via de fornuizen voor de waterstofproductie wordt echter wèl elektrisch opgewekt.
- Het bij de productie van waterstof vrijkomende restgas (nu in gebruik als stookgas) wordt gezien als bijproduct dat niet kan worden teruggevoerd in de reformer vanwege het hoge stikstof gehalte (14 procent methaan en de rest N₂). (2017-03 Techno-Economic Evaluation of Hyco Plant Integrated to Ammonia / Urea or Methanol Production with CCS (ieaghg.org)
- De stoom die werd geproduceerd via de boilers en de WKKs wordt geleverd door elektrische boilers.
- De verloren elektriciteit uit de stilgezette WKK's wordt betrokken uit het grid.
- De stoom opgewekt via utilities en de reformers in de kunstmestsector is hoge temperatuur warmte.

Voor de maximale indirecte elektrificatie zijn de volgende aannames gedaan:

- Waterstof wordt in dit geval zowel gebruikt als grondstof voor ammoniak productie als brandstof.
- De benodigde proces-waterstof wordt deels nog steeds opgewekt via een reformer met CCS uit fossiele grondstof. Dit is nodig om de minimumbehoefte aan CO₂ voor ureumproductie te halen. De additionele waterstof wordt geïmporteerd. De consumptie van CO₂ per ton urea ligt rond de 730-750 kg.
- Naar verwachting stijgt de stoombehoefte van deze sector omdat de stoomproductie uit de SMR's zal verminderen. Deze stoom wordt gebruikt in de ureumfabriek. De hoeveelheid additionele stoom wordt afgeschat aan de hand van de typische verhouding voor stoomproductie van 0,022 PJ/ktH₂. Deze stoom zal worden opgewekt door waterstof boilers.
- Alle overblijvende waterstofbehoefte (als grondstof en stookgas) wordt geleverd via groene waterstof.

In de berekening van de elektriciteitsbehoefte in de vervanging van de geleverde warmte door bestaande apparaten worden de volgende kentallen gebruikt.

	Thermische efficiëntie	Bron
Conventionele boiler	85%	aanname
WKK	55%	aanname
Waterstof boiler	90%	link
Conventioneel fornuis	90%	link
Elektrisch fornuis	99%	aanname
Elektrische boiler	99%	link
CCS capture systeem	GWh/Mton CO ₂ captured	
Elektriciteitsbehoefte	80	aanname

Elektrificatie van stoomkrakers

Het betreft hier de sites van Shell in Moerdijk, Dow in Zeeland and SABIC in Chemelot, waarbij de ethyleen capaciteiten zijn gerapporteerd in Petrochemicals Europe.

- De naphtha capaciteit werd ingeschat op basis van typische kentallen voor een ethyleen opbrengst van 28,5%wt (JRC Best available technique report for LVOC)
- Thermische capaciteiten voor fornuizen en boilers/WKKs komen uit de LCP database (2018), waar nodig aangevuld met berekeningen.
- Downstream processen zoals bij Shell Moerdijk: de propyleenoxide en ethyleenoxide units gebruiken stookgassen en stoom, welke zijn gekarakteriseerd uit beschikbare MIDDEN rapporten uit 2020. Hetzelfde geldt voor de SABIC site waar benzeen extractie, butadien en MTBE units aanwezig zijn. Voor het Dow complex zijn de downstream units niet beschikbaar in de MIDDEN database en is alleen het kraak-complex (pyrolyse-compressie-fractionatie) meegenomen in de evaluatie.
- Informatie over verdere apparaten bij Shell Moerdijk en Sabic Chemelot (utilities, boilers en gasturbines) komt uit de LCP database.
- In beide gevallen is het bijproduct (stookgas) in het geval van elektrificatie niet meer beschikbaar voor verbranding. Er wordt aangenomen dat hiermee blauwe waterstof wordt geproduceerd (SMR+CCS). De ingeschatte productie van blauwe waterstof komt uit (ieaghg.org) is tevens gebaseerd op een typische stookgas productie uit de krakers van 13.5% wt (BAT JRC report (2017)).

Aannames onderliggend aan maximale directe elektrificatie

- Gasgestookte stoomkraker fornuizen worden vervangen door elektrische fornuizen en ook grondstof voorverwarming vindt plaats via elektrische boilers.
- Alle stoomgedreven compressoren worden vervangen door elektrische compressoren.
- De warmte gebruikt in stoomgedreven compressoren en in de fractionatie sectie ligt naar verwachting tussen 15-20 procent van de totale energiebehoefte van de krakers. Ren et al (2009)
- Voor de fractionatie sectie wordt om de warmtebehoefte uit te rekenen een thermische efficiëntie aangenomen van 80 procent
- Elke vorm van warmteterugwinning uit de koeling van de productgassen wordt intern gebruikt om de warmtebehoefte van fractionatie en downstream processen te dekken – aangevuld met elektrische boilers
- Blauwe waterstof uit het stookgas komt beschikbaar voor export.

In het geval van maximale indirecte elektrificatie via waterstof geldt de volgende aanpak:

- Waterstof wordt gebruikt als brandstof voor fornuizen en boilers.
- Alle stoom opgewekt uit huidige boilers en WKK's wordt vervangen door stoom uit waterstof-boilers.
- De benodigde waterstof voor grondstof en brandstof wordt geleverd als groene waterstof opgewekt uit elektriciteit met een efficiëntie van 55 kWh/kg H₂ (20180514 Roadmap Hydrogen TKI Nieuw Gas May 2018.pdf (topsectorenergie.nl))

In de berekening van de elektriciteitsbehoefte in de vervanging van de geleverde warmte door bestaande apparaten worden de volgende kentallen gebruikt.

	Thermische efficiëntie	Bron
Conventioneel fornuis	93,5%	Ullmansencyclopedia
Elektrisch fornuis	98,5%	Aanname omdatschoorsteenverliezen niet meerplaatsvinden
Conventionele boiler	85%	aanname
WKK-warmte	55%	aanname
Elektrische boiler	99%	link
Elektrische compressor	96%	aanname
CCS capture system	GWh/Mton CO ₂ captured	
Elektriciteitsbehoefte	80	aanname

Elektrificatie van raffinaderijen

De raffinaderijsector in Nederland wordt beschreven in een toegewijd MIDDEN rapport. De grootste locaties zijn Shell Pernis, BP Europoort, Esso Botlek, Gunvor Botlek en Zeeland Refinery. De gasgestookte fornuizen komen uit voornoemd MIDDEN rapport en zijn aangevuld met publieke milieu-effect-rapportages en openbare vergunningen. De inschatting van capaciteiten van boilers en WKK's komen uit de LCP database (2018)

In het geval van maximale directe elektrificatie zijn de volgende stappen gezet:

- Alle gasgestookte fornuizen worden vervangen door elektrische fornuizen.
- De vrijkomende stookgassen worden omgezet tot blauwe waterstof. In de kwantificatie is gemakshalve uitgegaan van methaan als proxy voor de compositie. De inschatting van de waterstofproductie komt uit 2017-02.pdf (ieaghg.org)
- De stoomproductie uit conventionele boilers en WKK's wordt vervangen door elektrische boilers. Aangezien raffinaderijen over de jaren hun energiesysteem hebben geoptimaliseerd is deze aanname waarschijnlijk vrij onnauwkeurig en kan het de elektriciteitsbehoefte enigszins overschatten
- De elektriciteit uit WKK's wordt vervangen door levering vanuit het grid.

In het geval van maximale indirecte elektrificatie worden de volgende veranderingen doorgevoerd:

- Waterstof wordt ingezet als brandstof voor de fornuizen
- Stoom uit conventionele boilers en WKKs wordt vervangen door elektrische boilers.
- De vrijkomende stookgassen worden verwerkt tot blauwe waterstof
- Alle additionele waterstof (bovenop de blauwe waterstof) wordt als groene waterstof ingevoerd. Deze wordt opgewekt via elektrolyse met een efficiëntie van 55 kWh/kg H₂ (20180514 Roadmap Hydrogen TKI Nieuw Gas May 2018.pdf (topsectorenergie.nl))

In de berekening van van de elektriciteitsbehoefte in de vervanging van de geleverde warmte door bestaande apparaten worden de volgende kentallen gebruikt.

	Thermische efficiëntie	Bron
Conventioneel fornuis	90%	link
Elektrisch fornuis	99%	aanname
Conventionele boiler	85%	aanname
WKK-warmte	55%	aanname
Elektrische boiler	99%	link
CCS capture systeem	GWh/Mton CO ₂ captured	
Elektriciteitsbehoefte	80	aanname

Elektrificatie van de staal-industrie

In Nederland betreft dit TataSteel, maar is er tevens een duidelijke link mogelijk met Zeeland en ArcelorMittal. Conventioneel staal wordt geproduceerd door ijzererts te reduceren tot elementair ijzer met behulp van koolstof. Hierbij komen in het eigenlijke proces grote hoeveelheden CO₂ vrij, naast CO₂ die samenhangt met de warmte-opwekking. De benodigde informatie betreffende TATA steel en de toepasselijke technologie-opties komen uit het MIDDEN rapport (2019).

Voor de case van maximale directe elektrificatie wordt als voornaamste optie de ULCOWIN technologie gezien. In deze technologie wordt ijzer gewonnen door elektrolyse. De benodigde hoeveelheid elektriciteit komt uit het betreffende MIDDEN-rapport.

In het geval van maximale indirecte elektrificatie worden de volgende stappen voorzien:

- Als technologie wordt H-DR (hydrogen direct reduction) staalproductie genomen.
- De in het proces vrijkomende rest-gassen worden gebruikt voor blauwe waterstof
- De resterende waterstofvraag wordt gedekt door groene waterstof die wordt opgewekt door elektrolyse met een efficiëntie van 55 kWh/kg H₂ 20180514 Roadmap Hydrogen TKI Nieuw Gas May 2018.pdf (topsectorenergie.nl)

Elektrificatie van industriële gassen

De informatie over waterstofproductie en inzet van WKK's van belang voor de industriële gasindustrie is verzameld uit het MIDDEN rapport over deze sector.

In het geval van maximale directe elektrificatie zijn de volgende stappen genomen:

- Alle huidige waterstofproductie van deze sites wordt verzorgd in de vorm van blauwe waterstof. De benodigde elektriciteit voor het CO₂ capture proces wordt meegenomen in de evaluatie.
- Het geproduceerde rest-gas van de SMR's wordt gebruikt om een deel van de voor de waterstofproductie benodigde warmte te verzorgen in de fornuizen, met daarbij behorende CO₂ capture. De resterende warmtebehoefte voor de SMRs wordt verzorgd via elektrische verwarming.
- De huidige stoom productie via WKK's wordt vervangen door waterstof-boilers en de gedorven WKK elektriciteit wordt betrokken van de grid.

In het geval van maximale indirecte elektrificatie zal het volgende gebeuren:

- Alle waterstof nu nog geproduceerd vanuit de SMRs zal worden vervangen door groene waterstof
- WKKs worden vervangen door waterstofboilers en elektriciteit vanuit het grid.
- Groene waterstof wordt opgewekt via elektrolyse met een efficiëntie van 55 kWh/kg H₂ (20180514 Roadmap Hydrogen TKI Nieuw Gas May 2018.pdf (topsectorenergie.nl))

In de berekening van van de elektriciteitsbehoefte in de vervanging van de geleverde warmte door bestaande apparaten worden de volgende kentallen gebruikt.

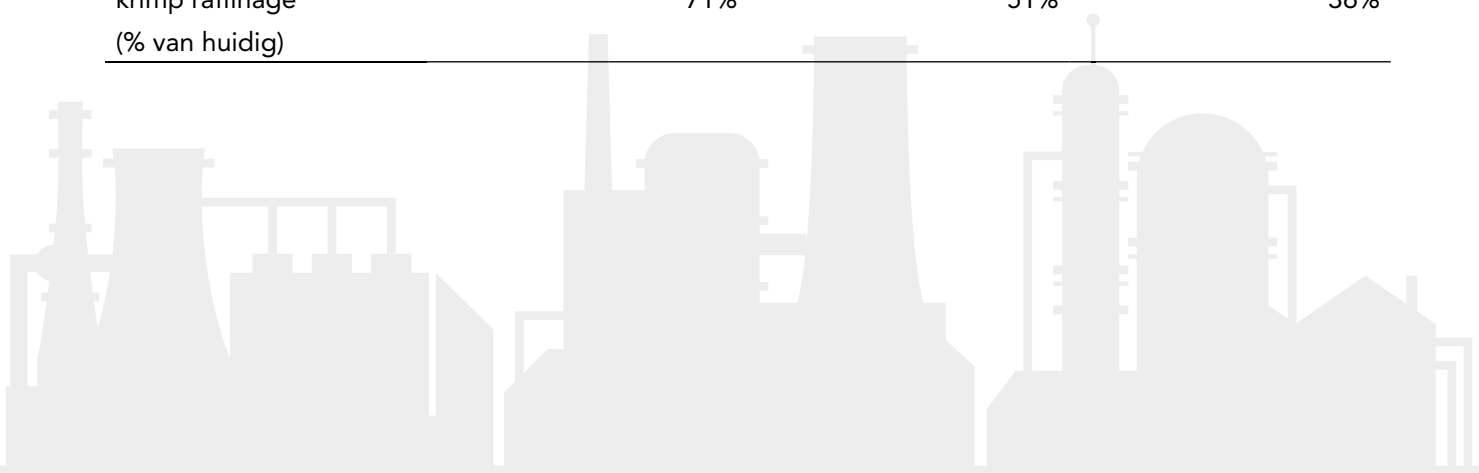
	Thermische efficiëntie	bron
Conventioneel fornuis	90%	link
Conventionele boiler	85%	aanname
Elektrisch fornuis	90%	aanname
WKK	55%	aanname
Waterstof boilers	90%	link
Waterstof fornuis	90%	link
Elektrische boiler	99%	link
CCS capture system	GWh/Mton CO ₂ captured	
Elektriciteitsbehoefte	80,00	aanname

Ontwikkelingen richting de toekomst

Bovenstaande inschattingen betreffen de maximale elektriciteit/waterstof behoefte. Voor 2030 is vervolgens aangenomen dat als gevolg van jaarlijkse efficiëntie verbeteringen van operaties en technologie de totale behoefte met 10 procent ten opzicht van 2021 afneemt-ondanks eventuele productiegroei. Voor 2040 en 2050 neemt dit verder toe tot 18 procent resp. 26 procent.

In navolging van prognoses voor het gebruik van motorbrandstoffen en ontwikkelingen in grondstoffen voor de petrochemie (inclusief recycling) wordt hier aangenomen dat de raffinage industrie krimpt. Het wordt aangenomen dat dit het sterkst merkbaar is in Zeeland en Rotterdam.

	2030	2040	2050
efficiëntie (% van huidig)	90%	82%	74%
krimp raffinage (% van huidig)	71%	51%	36%



Relevante midden rapporten

- M. Batool and W. Wetzels (2019), Decarbonisation options for the Dutch fertiliser industry, PBL Netherlands Environmental Assessment Agency & ECN part of TNO, The Hague.
- Keys. A, van Hout. M, Daniëls. B (2019), Decarbonisation options for the Dutch Steel Industry. PBL Netherlands Environmental Assessment Agency & ECN part of TNO, The Hague.
- Wong, L., and Van Dril, A.W.N. (2020), Decarbonisation options for large volume organic chemicals production, Shell Moerdijk. PBL Netherlands Environmental Assessment Agency and TNO EnergieTransitie, The Hague.
- C. Oliveira and K.M. Schure (2020), Decarbonisation options for the Dutch refinery sector. PBL Netherlands Environmental Assessment Agency and TNO Energy Transition, The Hague.
- M. Cioli, K.M. Schure and D. van Dam (2021). Decarbonisation options for the production of industrial gases. PBL Netherlands Environmental Assessment Agency and TNO Energy Transition, The Hague

Literatuur

Davidse Consultancy. (2012). *Warmte-energie, de motor van de industrie*. Bennekom: Davidse Consultancy.

DNV GL. (2018). *Verkenning naar mogelijkheden om aardgas te vervangen in industriële verhittingsprocessen*. Arnhem: DNV GL.

ECN. (2018). *A first order roadmap for Electrification of the Dutch Industry*. Petten: ECN.

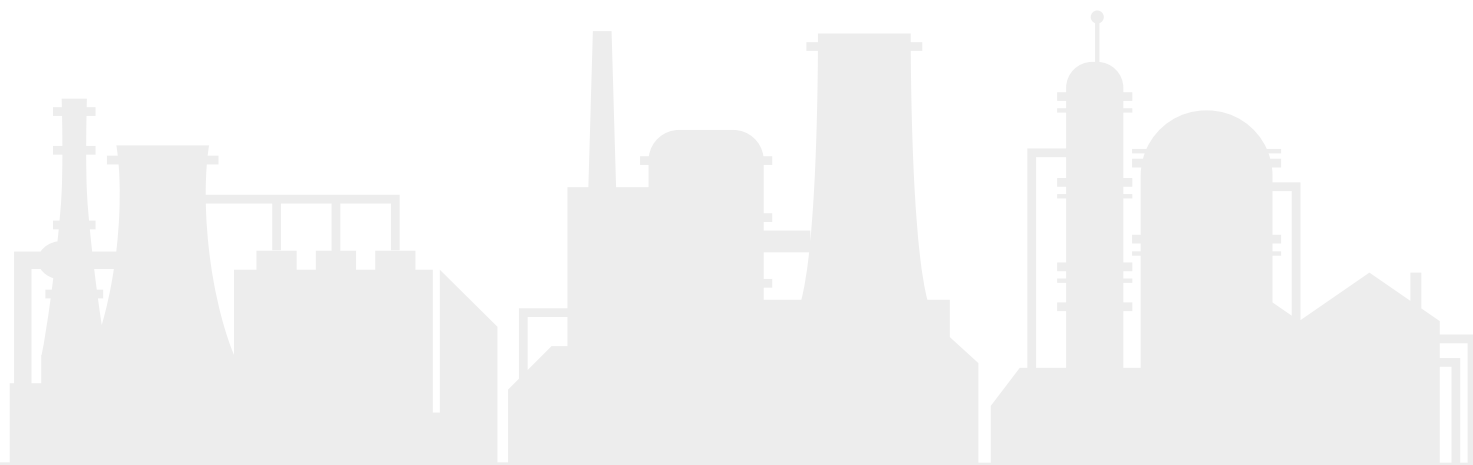
ECN. (2018). *A first order roadmap for Electrification of the Dutch Industry*. Petten: ECN.

Ecoheatcool. (2005). *The EUropean heat market*. Brussels: Ecoheatcool and Euroheat & Power.

JRC. (2012). *Heat and cooling demand and market perspective*. Petten: JRC.

RH DHV. (2020). *Project 6-25 Technology Validation*. Amersfoort: RH DHV.

TKI nieuw gas. (2018). *Contouren van een Routekaart Waterstof*. Amersfoort: TKI nieuw gas.





Bijlage 2 - uitdagingen van dynamische opwek

In deze bijlage wordt aangestipt welke uitdagingen een werkend systeem opgelegd krijgt gebaseerd op zon en wind alleen, waarbij waterstof wordt gebruikt voor de back up voor stroomopwekking als het niet waait of de zon niet schijnt. Dit gebeurt aan de hand van grafieken waarin de opwek wordt getoond in de tijd gedurende extreme weken.

Alle grafieken geven aan hoeveel vermogen er wordt opgewekt of gevraagd is in de tijd. De schaal is GW, waarbij bedacht moet worden dat 1 GW al een forse conventionele elektriciteitscentrale vertegenwoordigt.

Duurzame opwek en leveringszekerheid

In deze benadering is ervan uitgegaan dat *alle* elektriciteit en waterstof die wordt geleverd aan de industrie, opgewekt wordt met duurzame bronnen. Dit betekent dat *alle* opgewekte energie nuttig zal worden ingezet, ofwel als directe levering als elektriciteit aan de industrie, ofwel omgezet in waterstof voor opslag en (latere) levering.

Grote technische uitdagingen presenteren zich aldus in de dynamiek van de opwekking en de benodigde zekerheid van levering. De opwek vanuit zonne- en windenergie fluctueert over de dag en in het seizoen.

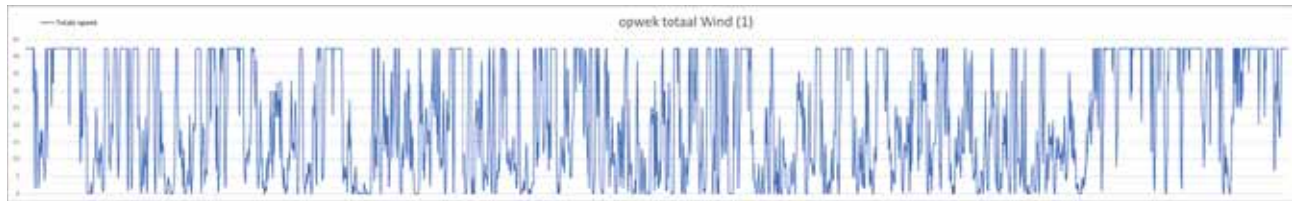


Figuur B2.1 Voorbeeld zon levering op uurbasis gedurende een dag

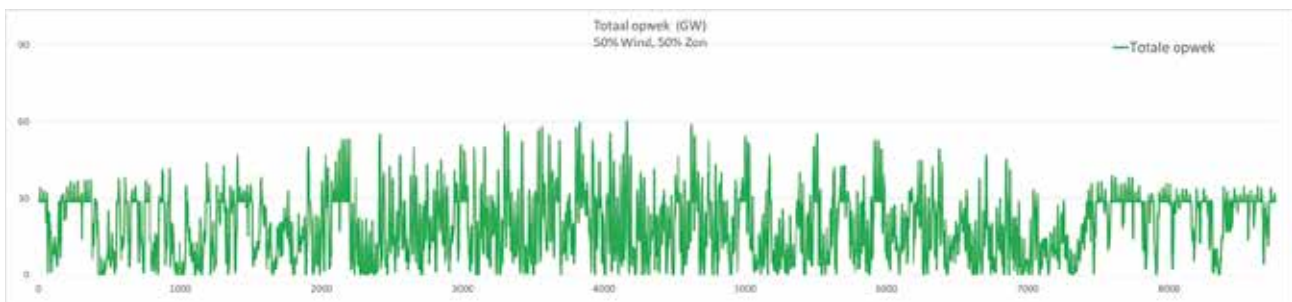
Figuur B2.1 laat de variatie in opwek van een klein systeem met zonnepanelen zien op een typische, werkelijke dag. Te zien is dat voor deze installatie de opbrengst in zeer korte tijd varieert van 100W tot 2500 W. Dit zal in hele grote opwekinstallaties gelijkmatiger zijn, omdat wolken een beperkte omvang hebben. Nog steeds moet het elektriciteitssysteem deze dynamiek kunnen opnemen.



Figuur 8.2: Voorbeeld zonlevering op uurbasis gedurende een jaar.



Figuur B2.3: Voorbeeld wind levering op uurbasis gedurende een jaar.



Figuur B2.4: Voorbeeld levering op uurbasis gedurende een jaar voor 50-50 opwek zon en wind.

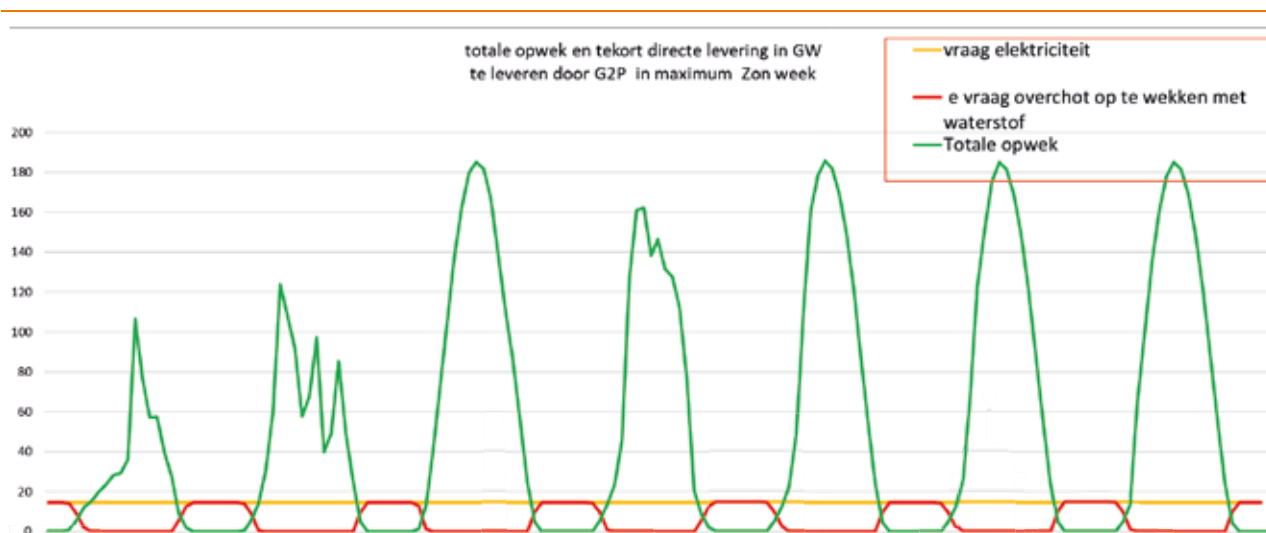
Figuur B2.2 en figuur B2.3 tonen gestileerde gegevens uit een standaardjaar met daarin grote sprongen in geleverd vermogen op uurbasis gedurende het jaar. Het aantal uren dat het piekvermogen wordt gehaald, zogenoemde vollasturen, is relatief laag. Het combineren van zonne- en windenergie (Figuur B2.4) om meer vollasturen te krijgen heeft een dempend effect, maar de onderliggende dynamiek is echter groot en synergie daarom moeilijk te vangen. Rekentechnisch levert de combinatie meer echte vollasturen op en is er theoretisch dus minder buffering nodig. Voor veel (energie)apparaten zoals elektrolyzers en regelbaar vermogen zijn grote lastwisselingen lastig in verband met efficiency, opwarming, afkoeling, slijtage en stilstandsverlies. Zo kennen veel apparaten een minimumgrens, de turndown ratio, waaronder deze niet efficiënt of veilig kunnen worden bedreven, typisch zo rond 20 procent van het nominaal vermogen. Daaronder wordt afgeschakeld. Indien de dynamiek in opwek dan ook te groot is om technisch te kunnen volgen zal een aanvullende goed regelbare stroomopwekker nodig zijn. Ook zal het wegvallen van opwek door windstilte onmiddellijk moeten worden ingevuld door een regelbare back-up installatie, zoals opwek uit waterstof. De volgorde waarin dynamiek in de opwekking technisch kan worden opgevangen is

1. Super capacitors, condensators die op (milli)seconde schaal stroom kunnen opnemen en afgeven, weinig elektriciteit maar heel snel, geschikt voor minuten balancering
2. Batterijen die in seconde – minuten schaal kunnen reageren, iets meer stroom iets minder snel, geschikt voor uur balancering en dag/ nacht ritme
3. Waterstof productie en traditionele stroomopwekking met motoren, gasturbines of brandstofcellen die op (tientallen) minuten kunnen reageren; niet snel maar geschikt voor seizoensopslag en donkere en windstille periodes. In deze categorie past ook warmteopslag uit overtollige elektriciteit voor latere inzet.

In veel business case berekeningen wordt om rekentechnische redenen alle opwek gesommeerd naar vollasturen ofschoon dit in technische zin geen uren vollast zijn. Vijf uren 20 procent deellast geven rekentechnisch één vollastuur, maar vergen een andere bedrijfsvoering van apparaten dan 1 uur op vollast. In een praktisch voorbeeld, 5 uur rijden met 40 km/h is voor de belasting van een auto volstrekt anders dan één uur 200 km/h, wat een uur vollast is. Lage deellast onder een bepaalde grens is technisch zelfs onmogelijk, zo is 40 km/h in de hoogste versnelling voorbeeld van een ondergrens die onwenselijk is.

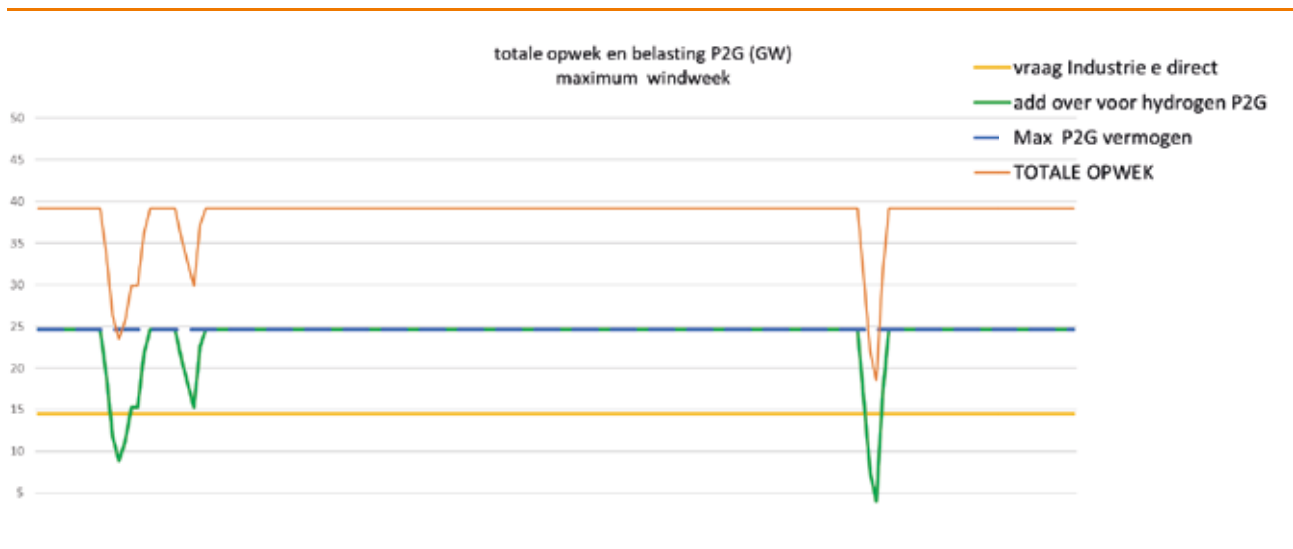
De hierboven getoonde dynamiek in duurzame opwek in samenhang met de noodzaak voor een zekere mate van stabiliteit in de industrie vertaalt zich in technologische uitdagingen voor de dynamiek van direct gebruik, elektrolyse, waterstoftransport en -opslag en back-up stroomopwekking. Om dit in 2050 gerealiseerd te hebben is grootschalige innovatie nodig. Onder andere innovatie in batterijen met lange levensduur gecombineerd met veel ladingscycli en het dynamisch bedrijven van elektrolyzers (P2G) en stroomopwekkers (G2P) is een niet te onderschatten opgave.

Om te illustreren hoe dynamisch het verloop van opwekvermogen is en welke uitdagingen hiermee gepaard gaan, is hieronder een aantal extreme cases gepresenteerd voor een fictieve, maar realistische case van directe elektrificatie. Gerekend is met een zogeheten standaardjaar, waarin alle combinaties van zon en wind zijn gerepresenteerd. Een echt jaar kan hier natuurlijk van afwijken. Dit standaardjaar komt uit het Energie Transitie Model en geeft data voor dit soort berekeningen waarin representatieve gegevens zijn opgenomen die een beeld geven van situaties die in een echt jaar zouden kunnen optreden. Per voorbeeld wordt aangegeven wat de specifieke uitdagingen bij opwek met zon en wind zijn.



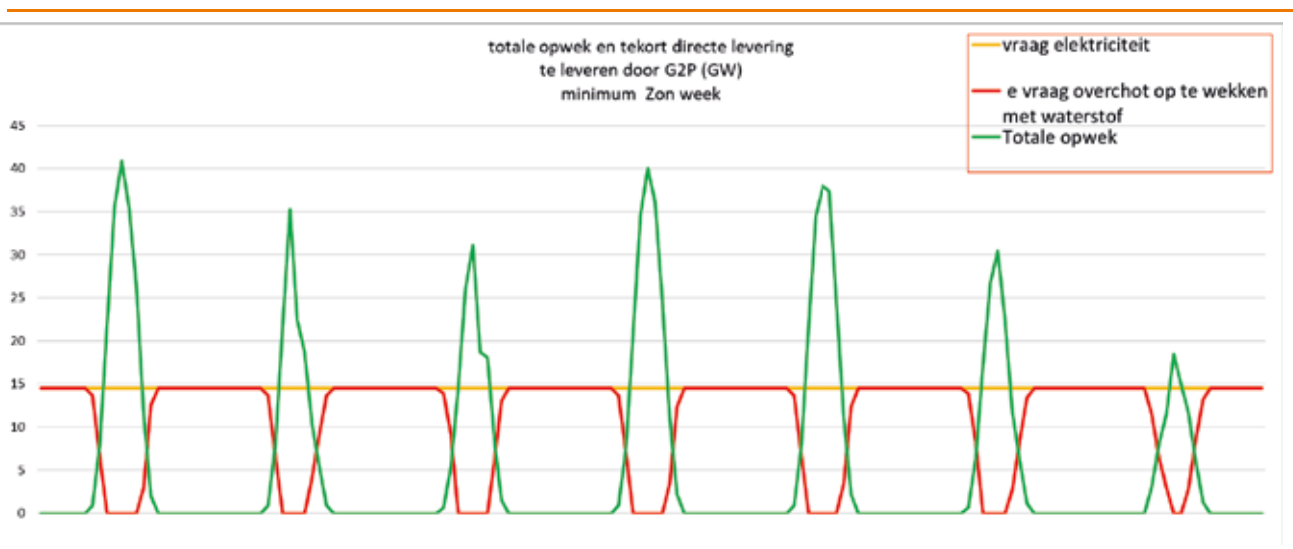
Figuur B2.5: Opwek met zonne-energie en inzet van een Gas-to-Power systeem in een week met maximale zoninstraling voor directe elektrificatie.

In figuur B2.5 kan voor opwek vanuit zon worden gezien hoe zowel de elektrolyser (ingezet als de groene lijn boven de gele lijn die de industriële vraag representeert uitkomt en er dus een overschot is) als de power generator (rode lijn, die groter is dan nul in het geval de vraag groter is dan de directe opwekking) moeten worden bedreven. Beide kennen een 12 uur cyclus; de generator van nul naar maximum en de elektrolyser van nul naar bijna maximum. Bv de derde dag (de derde piek) moet de elektrolyser van nul tot bijna maximum vermogen (en terug) worden geschakeld in slechts 6 uur.



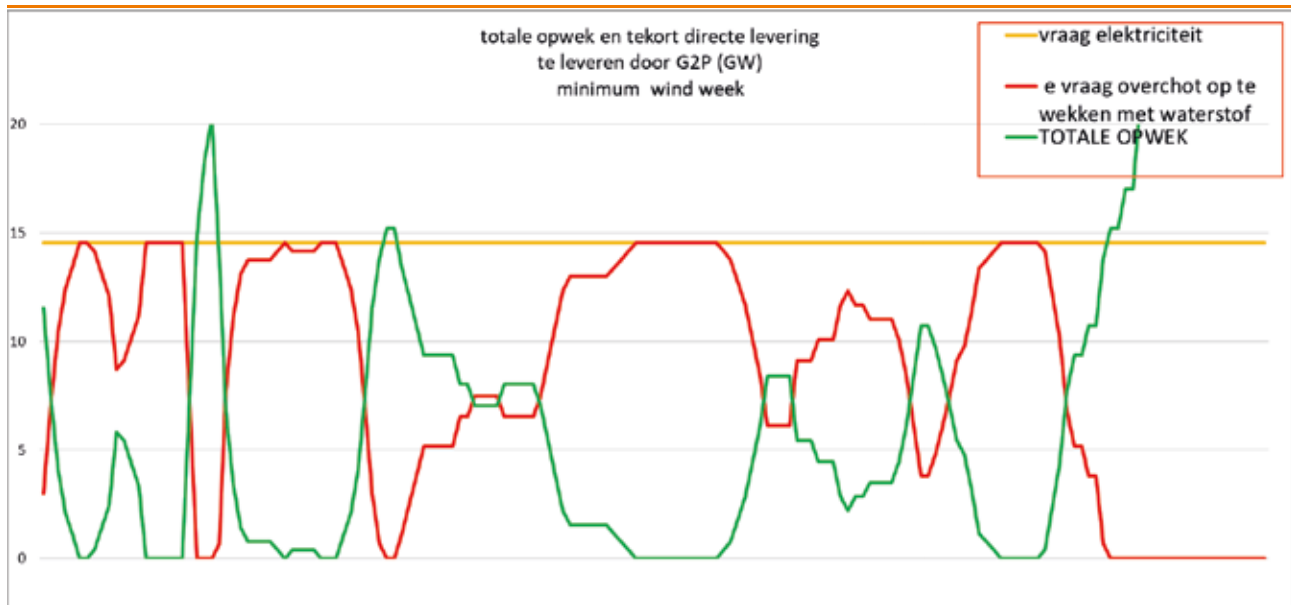
Figuur B2.6: Inzet van een Gas-to-Power systeem in een week met maximaal wind voor directe elektrificatie.

In figuur B2.6 is te zien dat zelfs in een week met maximale wind opbrengst (in dit voorbeeld bijna 40 GW), de maximale opwekcapaciteit niet een hele week achtereen wordt gehaald. Ook in deze week moet een dynamisch bedrijf worden gevolgd in de eerste paar dagen en tegen het eind van de week. Het verloop in tijd is daar sterk per uur. De gehele week is de opwek groter dan de vraag en is er dus een overschot beschikbaar voor waterstofproductie (P2G). Ook is er dus in deze week geen stroomopwekking (G2P) met waterstof nodig. Het opgestelde vermogen P2G (25 GW ofwel maximale vermogen van de opwek minus de industriële vraag) is in dit voorbeeld uitgelegd op maximaal gebruik van overtollige elektriciteit, zodat afschakelen van wind niet nodig is.



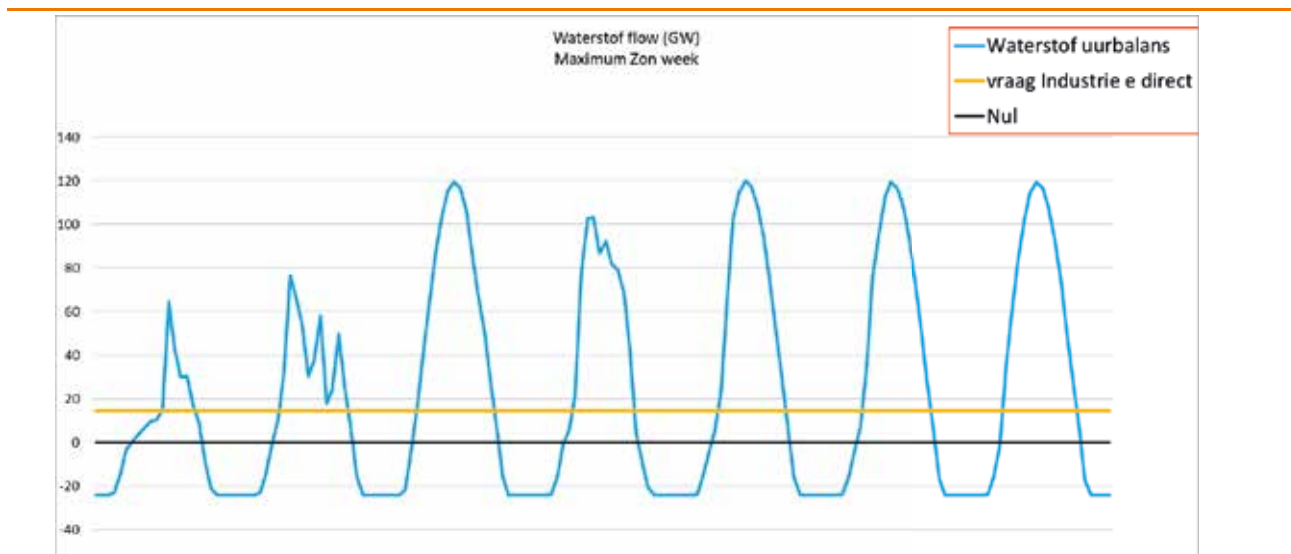
Figuur B2.7 Inzet van de stroomopwekker (Gas-to-Power systeem) in een week met minimale zoninstraling voor directe elektrificatie

In figuur B2.7 is een voorbeeld weergegeven van de situatie in een minimale zon week met nog steeds een dagritme, terwijl de waterstof opwekking met de opgestelde elektrolyzers voor G2P om de productiedalen op te vullen niet nul is maar ook een dagritme kent, zij het op een veel lager vermogen, in dit geval maximaal ~15 procent van het opgestelde vermogen, vergeleken met figuur 5 voor een maximale zon-week, op de top van de zon levering. Dit is technisch een grote uitdaging.



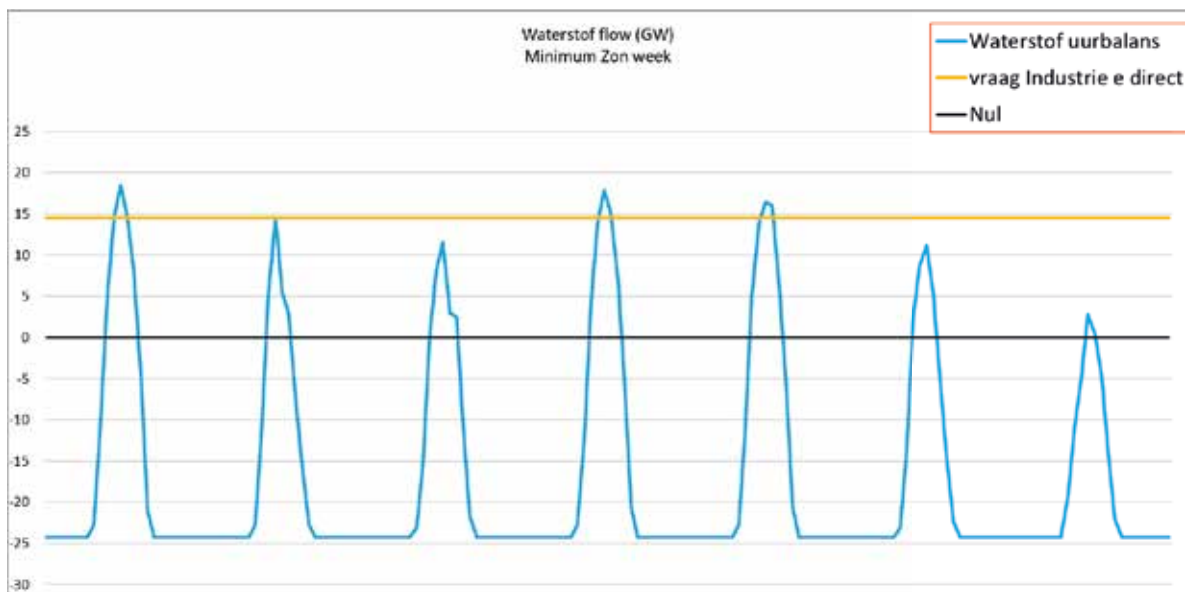
Figuur B2.8: Inzet van Gas-to-Power systeem in een week met minimaal wind voor directe elektrificatie

In figuur B2.8 is te zien dat in een dergelijke week de dynamiek over de dag groot is. De totale hoeveelheid wind (groen) is meestal niet voldoende om de industrievraag (geel) te dekken, zodat vrijwel continue aanvulling met Gas to Power nodig is (rode lijn). Slechts op twee momenten is de opwek groter dan de vraag, waarbij ook deze relatief kleine hoeveelheden in waterstof moeten worden omgezet voor elektriciteitsopwekking later.



Figuur B2.9: Waterstofproductie en -gebruik in een week met minimale zoninstraling voor directe elektrificatie

In figuur B2.9 is te zien hoe een waterstof opslag fluctueert op dag basis, zelfs op een minimale zon dag. Boven nul betekent vullen van de opslag, terwijl onder nul waterstof wordt onttrokken voor stroomopwekking. Duidelijk is dat er in dit voorbeeld over het geheel veel meer waterstof wordt onttrokken dan dat er wordt bijgevuld en is er dus behoefte aan een buffer.



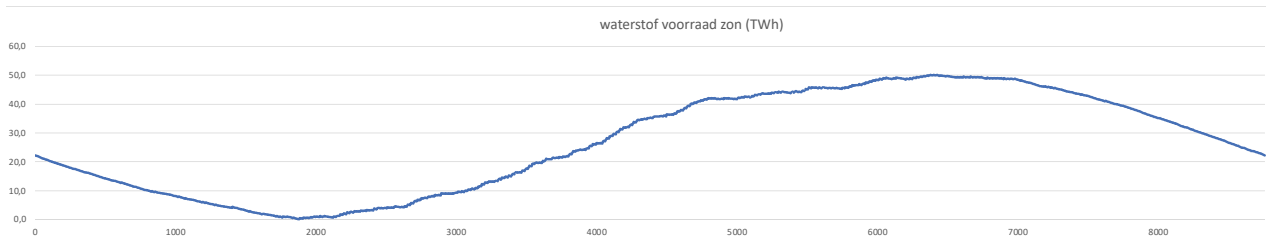
Figuur B2.10: Waterstofproductie en -gebruik in een week met maximale zoninstraling voor directe elektrificatie.

In figuur B2.10 is de waterstofstroom op dagbasis te zien in een maximum zon week, ook hier vindt op dagbasis tweemaal omkering van stroomrichting plaats, van waterstof opwek naar waterstof levering voor stroomopwekking. Omdat het hier de maximum zon week betreft is de instroom veel hoger dan de levering. Het overschot tussen dag en nacht wordt later gebruikt voor de opbouw van een buffer voor periodes met onvoldoende zon. Hoe deze buffer wordt opgebouwd en gebruikt over een jaar is geïllustreerd in de figuren hieronder.



Figuur B2.11: Voorbeeld van jaarverloop van waterstofvoorraad voor wind in directe elektrificatie.

Bij maximale inzet van windenergie voor een jaar startend in januari (figuur B2.11) wordt de bulk van de benodigde waterstof voor elektriciteitsopwekking op jaarbasis gemaakt in het najaar waarna een periode van balans ontstaat – rond 20 TWh maximale opslag – gevolgd door een netto-onttrekking. De hoeveelheden op jaarbasis zijn zodanig groot dat de dagfluctuaties in de lijn niet zichtbaar zijn. Deze zijn echter wel degelijk van groot belang zijn voor de operatie van elektrolyzers (P2G) en inzet van CO₂-vrij regelbaar vermogen.



Figuur B2.12: Jaarverloop van waterstofvoorraad voor zon in directe elektrificatie.

In figuur B2.12 is het jaarverloop van waterstof voor elektriciteitsopwekking uit zon te zien. Hier wordt de bulk van de waterstof aangemaakt in het midden van het jaar, wanneer de zonopbrengst het grootst is. Ook hier is de dagcyclus van de lijn zichtbaar als zaagpatroon. In het geval van zon is vanwege de beperktere beschikbaarheid de benodigde opslagbehoefte aan waterstof veel groter dan voor wind, en kan deze oplopen tot meer dan 50 TWh.

Kijkende naar het verloop van de waterstofvoorraad, zouden zon en wind elkaar op jaarbasis goed kunnen aanvullen, echter de dagdynamiek maakt een dergelijk voordeel vooral theoretisch en lastig te realiseren. Het totaal volume van de waterstofopslag 20 TWh ofwel een waterstofgasvolume van 7 miljard m³. Dit komt ongeveer overeen met de gasopslag van NAM in Norg. Bedacht moet echter worden dat dit het zogeheten werkgas betreft en dat dit in orde grootte vergelijkbaar is met de huidige totale jaarlijkse waterstofbehoefte van de Nederlandse industrie. Om een dergelijk veld te kunnen bedienen is daarboven een minimale hoeveelheid zogeheten kussengas nodig die de drijvende kracht is achter de gasstroom. Deze hoeveelheid moet worden opgeslagen voordat levering kan beginnen en wordt pas aan het eind van de levensduur teruggewonnen. De hoeveelheid kussengas varieert, afhankelijk van de geologie van de opslag, tussen 1 en 10 maal het werkvolume en vergt dus een jarenlange opbouw – zelfs met GW schaal elektrolyzers.

Tenslotte, zon en wind zijn op dit moment (nog) afhankelijk van een sterk elektriciteitssysteem dat wordt gedirigeerd door conventionele centrales. Dit legt beperkingen op aan het aandeel variabele hernieuwbare opwekcapaciteit, waardoor 100 procent hernieuwbare elektriciteit op dit moment onmogelijk is. Regelbare centrales, die op den duur opereren op basis van CO₂-vrije brandstof blijven nodig om het systeem in stand te houden en de inzet van hernieuwbare opwek te faciliteren.

Samenvattend kan uit de voorafgaande bespiegelingen opgemaakt worden dat het combineren van zon en wind slechts een beperkt voordeel heeft en niet noemenswaardig de dynamiek van opwekking oplost; ze zijn op kleinere tijdschaal niet voldoende complementair. In beide varianten is het benodigde ruimtebeslag voor de opwek grofweg 120x120 km, gebaseerd op praktijkcijfers zoals te vinden in bv MacKay (<https://www.withouthotair.com>).

Aangezien de maximale vollast voor de elektrolyser voor P2G vrijwel nooit wordt bereikt zal er waarschijnlijk een ondercapaciteit worden gebouwd en zal afschakeling soms nodig zijn. Verder zal vanwege de minimale load per elektrolyser unit van rond 20 procent een plant uit vele modules moeten bestaan, zodat de opwekdynamiek zoveel mogelijk gevolgd kan worden. Dit levert nog steeds operationele uitdagingen in verband met de snelle ramp-up en ramp-down en daaruit volgende invloed op de levensduur. Innovatie kan zich bijvoorbeeld richten op super capacitors gecombineerd met batterijen om extreme lastwisselingen te dempen.

Ook voor flexibel regelbaar vermogen – industriële gasturbines – betekent frequente lastwisselingen rendementsverlies door opwarming en stand-by verliezen en slijtage. Bij toepassing van bijvoorbeeld meerdere standaard gasturbines van bv 30 MW in cascade kan deellast worden voorkomen door bijschakelen van meerdere units als de vraag toeneemt. Om stabiele levering te verzorgen van tussen 14,8 GW zal deze opwek capaciteit gehandhaafd moeten blijven en zijn honderden opwekturbines nodig.

Benodigde opslag voor waterstof is groot, maar bekend terrein en qua ruimte niet onoverkomelijk. Er is echter kussengas nodig en het kan jaren duren voor de operationele voorraad voor NL is opgebouwd.









