

EnergieTransitie
Radarweg 60
1043 NT Amsterdam

TNO-rapport

www.tno.nl

TNO 2022 M10695

T +31 88 866 50 10

Extra opgave elektriciteitsvoorziening 2030

Datum	22 april 2022
Auteur(s)	Sebastiaan Hers, Sander Blom, Bo de Wildt, Ricardo Hernandez Serna
Aantal pagina's	38 (incl. bijlagen)
Aantal bijlagen	1
Opdrachtgever	Nederlandse Vereniging Duurzame Energie
Projectnaam	Achtergrondnotitie extra opgave elektriciteitsvoorziening 2030
Projectnummer	060.49429

Alle rechten voorbehouden.

Niets uit deze uitgave mag worden vermenigvuldigd en/of openbaar gemaakt door middel van druk, fotokopie, microfilm of op welke andere wijze dan ook, zonder voorafgaande toestemming van TNO.

Indien dit rapport in opdracht werd uitgebracht, wordt voor de rechten en verplichtingen van opdrachtgever en opdrachtnemer verwezen naar de Algemene Voorwaarden voor opdrachten aan TNO, dan wel de betreffende terzake tussen de partijen gesloten overeenkomst.

Het ter inzage geven van het TNO-rapport aan direct belanghebbenden is toegestaan.

© 2022 TNO

Inhoudsopgave

1	Inleiding	3
1.1	Aanleiding	3
1.2	Doel.....	4
1.3	Afbakening	4
1.4	Aanpak.....	5
2	Elektriciteitsvraag extra opgave	8
2.1	Industrie	8
2.2	Gebouwde omgeving.....	16
2.3	Mobiliteit.....	18
2.4	Landbouw	19
3	Inpassing aanvullende elektriciteitsvraag	22
3.1	Elektriciteitsbalans	22
3.2	Vermogensbalans	25
3.3	Transportbalans	28
3.4	Oplossingsrichtingen	29
4	Conclusies.....	32
5	Bibliografie	34
	Bijlage(n)	
	A Toelichting Wind op Zee	

1 Inleiding

1.1 Aanleiding

Ten tijde van het Klimaatakkoord ging men ervan uit dat zonder aanvullend klimaatbeleid de elektriciteitsvraag in 2030 op ongeveer 120 TWh zou uitkomen, inclusief 12 TWh elektrificatie. De emissie van broeikasgassen (hierna: BKG) ten gevolge van opwekking van de benodigde elektriciteit werd geraamd op 32,6 Mton CO₂-equivalenten (hierna: CO₂ of CO₂-eq.) op basis van de Nationale Energieverkenning 2017 (PBL, ECN, CBS & RVO, 2017).¹ Ten opzichte van de BKG-uitstoot van 32,6 Mton CO₂-eq. is in het Klimaatakkoord een indicatief reductiedoel van 20,2 Mton CO₂-eq. afgesproken voor de elektriciteitssector (Klimaatakkoord, 2019). Dat betekent dat er in 2030 bij de opwek van elektriciteit nog 12,4 Mton CO₂-eq. uitgestoten zou kunnen worden.²

De doelstellingen voor hernieuwbare elektriciteitsproductie in het Klimaatakkoord zijn gebaseerd op de verwachte vraag van 120 TWh. In het Klimaatakkoord werd echter al onderkend dat elektrificatie in andere sectoren (industrie, gebouwde omgeving, mobiliteit en landbouw) zou kunnen gaan leiden tot een hogere elektriciteitsvraag in 2030. In dat geval moeten de doelstellingen voor CO₂-vrije elektriciteitsproductie opwaarts moeten worden bijgesteld. Een hogere elektriciteitsvraag vereist immers meer CO₂-vrije elektriciteitsproductie om dezelfde CO₂-doelstelling te halen.

Daarom is in het Klimaatakkoord bepaald dat in 2021 de extra elektriciteitsvraag, en de daaruit volgende extra opgave voor CO₂-vrije elektriciteitsproductie, scherper in beeld gebracht moet worden. Verschillende sectorspecifieke “stuurgroepen extra opgave” hebben het afgelopen jaar daarom ingeschat tot welke extra elektriciteitsvraag de reductiedoelstellingen voor 2030 kunnen leiden.³

In deze notitie verkennen we op hoofdlijnen wat ervoor nodig is om te voorzien in de hogere elektriciteitsvraag zonder de indicatieve emissiedoelstelling voor de elektriciteitstafel te overschrijden.

¹ De reductiedoelstellingen voor de verschillende tafels voor het Klimaatakkoord zijn bepaald ten opzichte van de raming voor 2030 in de nationale energieverkenning 2017. Specifiek gaat het om de raming op basis van vastgesteld en voorgenomen beleid zonder nieuwe SDE+ openstellingen na 2019.

² Deze toegestane restemissies van 12,4 Mton geldt voor de opwek van elektriciteit die onder de doelstelling voor de elektriciteitstafel valt. Op een aantal punten wijkt de indeling in sectortafels af van de sectorindeling zoals gehanteerd in de nationale energieverkenning en internationale rapportages (PBL, 2018). Dit geldt met name voor het grensvlak tussen elektriciteitsopwekking en industrie. Onder de emissies van de elektriciteitstafel vallen wel (i) emissies van de verbranding van restgassen van Tata Steel in de Velsen centrale, (ii) emissies bij de opwek van elektriciteit uit WKK's in eigendom van energiebedrijven en joint ventures tussen energiebedrijven en andere bedrijven (industrie, glastuinbouw). Niet onder de emissies van de elektriciteitstafel vallen (i) emissies van opwek van elektriciteit in afvalverbrandingsinstallaties (vallen onder industrie) en (ii) emissies van WKK's in eigendom van private industriële bedrijven (vallen onder industrie of glastuinbouw) (PBL, RIVM, RVO, TNO, CBS & Wageningen University Research, 2021).

³ De stuurgroep extra opgave voor de industrie heeft haar conclusies vorig jaar al gepubliceerd. Recentelijk zijn daar de adviezen van gebouwde omgeving, mobiliteit en glastuinbouw aan toegevoegd.

1.2 Doel

Het doel van deze analyse is om op hoofdlijnen te verkennen hoe het elektriciteitssysteem de extra elektriciteitsvraag kan accommoderen. We analyseren daartoe achtereenvolgens de vooruitzichten voor extra elektriciteitsvraag, de inpassing daarvan, en tot slot oplossingsrichtingen om in die vraag te voorzien.

1.3 Afbakening

Een complicerende factor voor de analyse in deze notitie is het feit dat na totstandkoming van het Klimaatakkoord zowel Europees als nationaal de doelstellingen van het klimaatbeleid zijn aangescherpt of voorstellen daartoe zijn gedaan. Een overzicht van de aanscherpingen van het klimaatbeleid is opgenomen in Tekstbox 1.

Tekstbox 1 – Aanscherping Europees en nationaal klimaatbeleid na klimaatakkoord

- In juni 2021 is de Europese klimaatwet aangenomen die een EU-brede netto emissiereductie van 55% in 2030 ten opzichte van 1990 vastlegt (Europese Unie, 2021).
- In juli 2021 heeft de Europese Commissie het *Fit for 55* pakket (hierna FF55) gepresenteerd met daarin maatregelen om het EU-brede emissiereductiedoel van 55% in 2030 te realiseren. Het pakket bestaat uit:
 - een voorgestelde aanscherping van het *EU Emission Trading System* (EU ETS);
 - een voorstel voor een apart emissiehandelsstelsel voor de gebouwde omgeving en wegtransport (EU ETS-BRT);
 - een voorstel voor een *Carbon Border Adjustment Mechanism* (CBAM);
 - een aanscherping van de *Effort Sharing Regulation* (ESR),
 - een aanscherping van de *Renewable Energy Directive* (RED),
 - een aanscherping van de *Energy Efficiency Directive* (EED),
 - een herziening van de *Energy Tax Directive* (ETD).
 - een aanscherping van emissie-eisen aan voertuigen;
 - een herziening van de *Alternative Fuels Infrastructure Regulation*; en
 - een aanscherping van de *Regulation on Land Use, Forestry and Agriculture*.
- In het coalitieakkoord van december 2021 is aangekondigd dat het kabinet voornemens is om het doel voor 2030 in de nationale Klimaatwet aan te scherpen tot ten minste 55% reductie van de nationale emissies en daarbij te sturen op 60% reductie van de nationale emissies (VVD, D66, CDA en ChristenUnie, 2021).
- In februari 2022 schetst het Ministerie van Economische Zaken en Klimaat daar verder invulling aan te geven door bij de uitwerking van het beleid te koersen op een ambitieniveau dat aansluit bij een emissiereductie tot indicatief 6,1 Mton restemissies voor elektriciteitsproductie in 2030 (Ministerie van Economische Zaken en Klimaat, 2022).

Aangescherpt klimaatbeleid leidt op twee manieren tot een grotere uitdaging voor de elektriciteitssector. Ten eerste zal de elektriciteitssector naar verwachting zelf minder ruimte voor restemissies hebben, waardoor er minder fossiele elektriciteitsproductie mogelijk is.⁴ Ten tweede zal een grotere vereiste emissiereductie in andere sectoren zich doorgaans vertalen in een hogere elektriciteitsvraag (meer groene waterstofproductie, E-boilers, warmtepompen, elektrische auto's et cetera), al zijn er ook andere opties om emissies te reduceren mogelijk (bijvoorbeeld: energiebesparing of CCS). Hoe groot de extra opgave voor het elektriciteitssysteem is hangt dus ook af van de vereiste emissiereductie en de gekozen route om de emissiereductie te realiseren en is daarom met onzekerheden omgeven.

1.4 Aanpak

Om het effect van de aangescherpte emissiereductiedoelstellingen op de elektriciteitsvraag in kaart te brengen maken we bij de inventarisatie van de elektriciteitsvraag in 2030 een onderscheid tussen de volgende drie scenario's:

- 49% BKG-emissiereductie: De elektriciteitsvraag passend bij een 49% reductiedoel, zoals momenteel opgenomen in de nationale Klimaatwet en uitgangspunt voor het Klimaatakkoord;
- 55% BKG-emissiereductie: De elektriciteitsvraag passend bij een 55% nationaal reductiedoel, zoals in de nationale Klimaatwet wordt vastgelegd en overeenkomt met de EU-brede doelstelling in de Europese Klimaatwet.⁵
- 55% BKG-emissiereductie + RED III: De extra elektriciteitsvraag bovenop de elektriciteitsvraag passend bij een 55% nationaal reductiedoel die het gevolg is van een aantal specifieke voorstellen in FF55. In het voorstel voor een herziene derde versie van de *Renewable Energy Directive* (hierna: RED III) staan een aantal artikelen met een gebruiksverplichting voor *Renewable Fuels of Non-Biological Origin* (RFNBO).⁶ Uit recente analyse blijkt dat RED III op het punt van RFNBO-verplichtingen voor industrie (artikel 22a) en transportsector (artikel 25) een grote impact heeft op de vraag naar hernieuwbare elektriciteit (TNO, 2022; CE Delft & TNO, 2022). Artikel 22a eist dat 50% van het finale verbruik van waterstof in de industrie groene waterstof is, waarvoor dus hernieuwbare elektriciteitsproductie nodig is. Artikel 25 eist dat 2,6% van de energie geleverd aan de transportsector uit RFNBO bestaat, wat mogelijk is door directe of indirecte elektrificatie (groene waterstof).

Het vertrekpunt voor de analyse van de vraag zijn de analyses van de verschillende sectorale stuurgroepen extra opgave. De insteek van deze analyses verschilt echter (zie Tekstbox 2). Omdat de insteek van de rapportages van de sectorale stuurgroepen verschilt hebben we de analyses aangevuld met andere bronnen om de elektriciteitsvraag passend bij elk van de drie hiervoor genoemde scenario's te bepalen.

⁴ De indicatieve restemissies van de elektriciteitstafel gaan mogelijk van 12,4 Mton (passend bij 49% reductie) naar 6,1 Mton (passend bij 60% reductie).

⁵ Hierbij maken we de kanttekening dat een EU-breed reductiedoel zich niet één-op-één laat vertalen naar een nationaal reductiedoel. Het is bijvoorbeeld mogelijk dat om het EU-brede reductiedoel van 55% te halen een nationaal reductiedoel van 52% voldoende is, omdat in andere landen een hogere reductie behaald wordt.

⁶ Delivering the European Green Deal | European Commission (europa.eu)EUR-Lex -52021PC0557 -EN -EUR-Lex (europa.eu)

Tekstbox 2 – Insteek analyses stuurgroepen extra opgave

- De analyse van de stuurgroep extra opgave voor de industrie betreft een bottom-up analyse van de elektriciteitsvraag van de industrie op basis van concrete plannen van de sector. Het stuk dateert van voor de aangescherpte nationale en Europese reductiedoelstellingen, waardoor de plannen van de sector hier vermoedelijk nog niet bij aansluiten. Daarnaast blijkt door de bottom-up aanpak niet uit het stuk of de opgegeven elektriciteitsvraag aansluit bij het emissiereductiedoel uit het klimaatakkoord.
- De stuurgroep extra opgave voor de mobiliteit brengt verschillende mogelijke scenario's voor de elektriciteitsvraag in kaart en vergelijkt de uitkomst daarvan met verschillende reductiedoelstellingen. Een conclusie in het stuk is dat ook in een optimistisch scenario de reductiedoelstelling van het Klimaatakkoord niet gehaald wordt. Het stuk bevat wel een inschatting van de elektriciteitsvraag die nodig is om één extra Mton emissiereductie te realiseren.
- De stuurgroep extra opgave voor de gebouwde omgeving analyseert welke elektriciteitsvraag nodig is voor (i) de emissiereductiedoelstelling uit het Klimaatakkoord en (ii) verschillende opties om een hogere emissiereductiedoelstelling van 55% te halen. Daarbij is de stuurgroep ervan uitgegaan dat een hogere EU-brede emissiereductiedoelstelling van 55% zich via een hogere ESR-reductiedoelstelling vertaalt naar een aangescherpte reductiedoelstelling voor de gebouwde omgeving. Daartoe is een inschatting gemaakt van de verdeling van een aangescherpte reductiedoelstelling over sectoren, waarbij de reductie in de gebouwde omgeving relatief beperkt is.
- Voor de landbouw is geen uitgebreide analyse van de toename van de elektriciteitsvraag beschikbaar, maar wel een globale inschatting van de glastuinbouwsector. De relatie tussen de elektriciteitsvraag van de glastuinbouw en verschillende emissiereductiedoelstellingen komt daarin niet aan bod.

Vervolgens analyseren we de manier waarop het elektriciteitssysteem de vraag kan accommoderen aan de hand van drie eisen waar het elektriciteitssysteem aan moet voldoen:

1. De restemissies mogen niet hoger zijn dan de toegestane restemissies om het indicatieve reductiedoel voor 2030 te halen;
2. Vraag en aanbod moeten te allen tijde in balans zijn; en
3. Er moet voldoende transportcapaciteit zijn om dat mogelijk te maken.

Deze eisen zijn van invloed op elkaar. Zo kan de behoefte aan transportcapaciteit een beperking vormen voor meer hernieuwbare energie of bepaalde flexibiliteitsbronnen om vraag en aanbod te balanceren. Sommige vormen van CO₂-vrije elektriciteitsproductie vragen minder van het net dan anderen. En sommige flexibiliteitsbronnen (elektriciteitsopslag, vraagrespons) maken het inpassen van veel weersafhankelijke productie mogelijk, terwijl andere (curtailment) de business case juist verslechteren.

Met deze eisen aan het elektriciteitssysteem in gedachten verkennen we in deze notitie de extra opgave voor het elektriciteitssysteem. Het vervolg van deze notitie is als volgt ingedeeld:

- In Hoofdstuk 2 beschrijven brengen we de elektriciteitsvraag zoals die volgt uit de rapportages van de stuurgroepen extra opgave in kaart, aangevuld met aanvullende analyse.
- In Hoofdstuk 3 beschouwen we de gevolgen voor de elektriciteitsbalans, de vermogensbalans en de transportbalans. We sluiten het Hoofdstuk af met oplossingsrichtingen op invulling te geven aan de extra opgave.
- We sluiten in Hoofdstuk 4 af met conclusies over de benodigde randvoorwaarden om aan de gestelde eisen te voldoen.

2 Elektriciteitsvraag extra opgave

In dit hoofdstuk schatten we de extra elektriciteitsvraag in die verwacht mag worden om te voldoen aan (i) het nationale BKG-reductiedoel van 49%, (ii) het nationale BKG-reductiedoel van 55% (iii) het nationale BKG-reductiedoel van 55% in combinatie met RED III, zoals voorgeteld in FF55. We doen dat per sector op basis van de analyses van de verschillende stuurgroepen extra opgave. Omdat de insteek van de analyses verschilt, vullen we deze analyses aan met andere bronnen om tot een inschatting van de elektriciteitsvraag per sector te komen.

2.1 Industrie

In 2021 werd het eerste advies van de stuurgroep extra opgave gepubliceerd voor de industrie (Stuurgroep Extra Opgave, 2021). Dit advies gaat uit van het TIKI-rapport waarin de destijds bekende investeringsplannen van de industrie werden geïnventariseerd (Taskforce Infrastructuur Klimaatakkoord Industrie, 2020). De aangescherpte Europese en nationale doelstelling van 55% BKG-emissiereductie en de specifieke eisen uit FF55 waren ten tijde van publicatie van het advies nog niet gepubliceerd.

In deze paragraaf lichten we de extra elektriciteitsvraag op basis van advies van de stuurgroep extra opgave toe en analyseren of de mate van elektrificatie in het advies aansluit bij het 49% reductiedoel. Daarna gaan we in op een inschatting van de elektriciteitsvraag ten gevolge van aanscherping van de reductiedoelstelling naar 55%. Vervolgens schatten we in wat ten opzichte van 55% het additionele effect is van de RED III-eis dat 50% van het finale industriële verbruik van waterstof groene waterstof moet zijn.

De inschatting van de elektriciteitsvraag van de industrie is onzeker. Voor de industrie zijn er naast elektrificatie ook andere mogelijkheden om BKG-emissiereductie te bereiken, zoals CCS, reductie van lachgasuitstoot en energiebesparing.⁷ Sinds publicatie van het advies van de stuurgroep extra opgave voor de industrie zijn sommige plannen – zoals die van Tata Steel – gewijzigd en dat is van invloed op de extra elektriciteitsvraag. Waar mogelijk houden we daar in deze analyse rekening mee.

2.1.1 49% BKG-emissiereductie

In het Klimaatakkoord is de reductieopgave voor de industrie, als onderdeel van de totale nationale 49% reductieopgave, vastgesteld op 14,3 Mton additionele BKG-emissiereductie ten opzichte van het basispad uit de Nationale energieverkenning 2017 (PBL, ECN, CBS & RVO, 2017). De indicatieve BKG-restemissies in 2030 zijn dan 35,7 Mton. Vervolgens hebben zich twee wijzigingen voorgedaan. In het najaar van 2019 is de indicatieve opgave voor de BKG-restemissie van de industrie door de minister bijgesteld van 35,7 naar 39,9 Mton in verband met een opwaartse bijstelling van het basispad voor de industrie in 2030 met 4,2 Mton (PBL, 2019). Nadien is ook de baseline de inschatting van de industriële BKG-emissies in de

⁷ Ook bestaat de kans dat bepaalde industrieën sluiten, bijvoorbeeld omdat vestiging in een land met meer goedkope hernieuwbare elektriciteitsproductie tot lagere productiekosten leidt.

afgelopen jaren aangepast.⁸ Volgens de Klimaat- en Energieverkenning 2021 (kortweg KEV 2021) waren de BKG-emissies in de industrie ten tijde van het Klimaatakkoord in 2019 ongeveer 54,6 Mton, zodat destijds een BKG-reductieopgave 14,7 Mton resteerde om de indicatieve BKG-restemissies tot 39,9 Mton in de industrie te realiseren (PBL, RIVM, RVO, TNO, CBS & Wageningen University Research, 2021).

De stuurgroep extra opgave voor de industrie heeft in haar advies middels een bottom-up benadering de extra elektriciteitsvraag van de industrie ingeschat. In het advies van de stuurgroep extra opgave wordt onderscheid gemaakt tussen een laag en een hoog scenario voor elektrificatie in de industrie op basis van de bestaande investeringsplannen uit het TIKI rapport (Taskforce Infrastructuur Klimaatakkoord Industrie, 2020) en de toen nog concept Routekaart Industriële Elektrificatie (TKI E&I, 2021). De extra elektriciteitsvraag vanuit de industrie (zowel voor power-to-heat als voor power-to-hydrogen) wordt in het advies geraamd op 22,3 tot 42,0 TWh in 2030.⁹ Daarvan is in het lage scenario 2,8 TWh voor de productie van groene waterstof en in het hoge scenario 15,4 TWh. Daarbovenop komt volgens het advies nog 5 tot 15 TWh aanvullende vraag door groeiende vraag van datacenters. Tabel 1 vat dit samen.

Tabel 1 Inschatting extra elektriciteitsvraag industrie en datacenters door stuurgroep extra opgave.

Elektriciteitsvraag in TWh	Laag	Hoog
Industrie	22,3	42,0
<i>Directe elektrificatie</i>	19,5	26,6
<i>Elektrolyse voor groene waterstof</i>	2,8	15,4
Datacenters	5	15
Totaal	27	57

Het advies van de stuurgroep extra opgave laat echter in het midden hoe de emissiereductie door industriële elektrificatie in samenhang met overige reductiemaatregelen leidt tot de beoogde indicatieve reductiedoelstelling. Daardoor is niet duidelijk of met 22,3 tot 42,0 TWh extra elektriciteitsvraag de industrie op koers is om de indicatieve BKG-restemissies van 39,9 Mton in 2030 te realiseren. We maken daarvan daarom hier een inschatting op basis van een aantal aanvullende bronnen.

Voor de uitwerking van de stuurgroep extra opgave is wel geanalyseerd tot welke emissiereductie 22,3 tot 42,0 TWh industriële elektrificatie leidt. Met een elektrificatie van 22,3 tot 42,0 TWh tot 2030 zou een industriële emissiereductie van

⁸ Een deel van de CO₂-emissies die vrijkomt bij de productie van kunstmest wordt niet meer meegeteld bij de nationale emissies, omdat de kunstmest wordt geëxporteerd. Verder zijn de emissies ook lager doordat de (internationale) rekenregels voor CO₂-emissie gerelateerd aan de koolstofopslag in de kunstmeststof ureum zijn aangepast. Tot slot is in Klimaat- en Energieverkenning 2021 gerapporteerd volgens het Fifth Assessment Report (AR5) van het IPCC, waar in voorgaande jaren gerapporteerd werd volgens het Fourth Assessment Report (AR4) van het IPCC. Deze aanpassing heeft juist weer een opwaarts effect op de BKG-emissies.

⁹ Nadien is de Routekaart industriële elektrificatie gepubliceerd, met daarin de aanbeveling om 30 TWh industriële elektrificatie na te streven, bovenop de 12 TWh algehele elektrificatie die al in het Klimaatakkoord werd verondersteld.

4,5 tot 9,3 Mton gerealiseerd kunnen worden (DNV GL & TNO, 2021).¹⁰ Om in te schatten hoe 4,5 tot 9,3 Mton emissiereductie door industriële elektrificatie zich verhoudt tot de indicatieve restemissies van 39,9 Mton in 2030 voor de industrie maken we een vergelijking met de KEV 2021.

De KEV 2021 analyseert op welke BKG-emissies de industrie naar verwachting in 2030 uitkomt op basis van vastgesteld en voorgenomen beleid. Met een nieuwe CO₂-heffing voor de industrie en toevoeging van enkele industriële elektrificatiecategorieën aan de SDE++ is het vastgesteld en voorgenomen beleid dat de elektrificatie moet stimuleren op hoofdlijnen vormgegeven en dus meegenomen in de KEV. De insteek van de KEV wijkt daarmee af van de aanpak van de stuurgroep extra opgave, die primair uitging van bestaande plannen voor industriële elektrificatie op basis van het TIKI rapport.

De raming voor de industriële BKG-restemissies in de KEV 2021 komt uit op 40,3 Mton CO₂-eq. BKG-restemissies in 2030 met een ruime bandbreedte van 34 tot 46 Mton CO₂-eq. Deze raming gaat uit van emissiereductie van 5 tot 11 Mton door CCS, 2 tot 4 Mton door elektrificatie, 1 tot 2 Mton door energiebesparing en ongeveer 1 Mton door reductie van lachgasemissies. Zie Tabel 2 voor een overzicht.

Tabel 2 Overzicht inschatting BKG-emissiereductie industrie in 2030 volgens de KEV 2021.

BKG-emissiereductie in Mton CO ₂ -eq/jaar	KEV 2021		
	laag	midden	hoog
CCS	5	8	11
Elektrificatie	2	3	4
Energiebesparing	1	1,5	2
Lachgas	1	1	1
Totale reductie	9	13,5	18
Restemissies 2030	45	40,3	36

De KEV gaat met een bandbreedte van 2 tot 4 Mton dus van lagere elektrificatie uit dan de 4,5 tot 9,3 Mton die het gevolg is van 22,3 tot 42,0 TWh industriële elektrificatie in het advies van de stuurgroep extra opgave. Als we uitgaan van 22,3 TWh industriële elektrificatie die leidt tot 4,5 Mton emissiereductie in de industrie conform het lage scenario uit het advies van de stuurgroep extra opgave, dan zou de restemissie van de industrie in 2030 uitkomen op 38,8 Mton.¹¹ Dat ligt dicht bij

¹⁰ Dit betreft de directe emissiereductie in de industrie in 2030. Op nationaal niveau kan de emissiereductie kleiner zijn als door de extra elektriciteitsvraag leidt tot extra emissies bij de elektriciteitsproductie (de zgn. indirecte emissiereductie). In de aangegeven notitie wordt de directe en indirecte emissiereductie gezamenlijk ingeschat op 2,0 tot 4,0 Mton in 2030, uitgaande van de gemiddelde nationale brandstofmix van elektriciteitsproductie in 2030 (exclusief de voorgenomen extra 10 GW wind op zee die recentelijk door het kabinet is aangekondigd). Het doel van deze notitie is echter juist om te analyseren wat ervoor nodig is om aan de extra elektriciteitsvraag te kunnen voldoen zonder dat dit leidt tot extra emissies van elektriciteitsproductie. We gaan hier daarom uit van de directe emissiereductie in de industrie als gevolg van elektrificatie.

¹¹ De KEV 2021 gaat uit van een emissiereductie van 2 tot 4 Mton door elektrificatie. Het midden van die bandbreedte is dus 3 Mton. Een emissiereductie van 4,5 Mton leidt – uitgaande van

de restemissies van 39,9 Mton die past bij het 49%-reductiedoel uit het Klimaatakkoord. We concluderen daarom dat 22,3 TWh industriële elektrificatie in lijn is met dit doel, terwijl het hoge scenario uit het advies van de stuurgroep extra opgave van 42,0 TWh tot een hogere emissiereductie leidt dan nodig voor het 49%-doel.

Het advies van de stuurgroep extra opgave en de KEV 2021 hielden echter nog geen rekening met de gewijzigde plannen van Tata Steel. De bovenkant van de CCS bandbreedte in de KEV 2021 veronderstelt dat het Everest-project van Tata Steel ongeveer 5 Mton CO₂-eq. aan BKG-emissiereductie kan realiseren. Kort voor publicatie van de KEV 2021 werd echter een koerswijziging van Tata Steel bekend gemaakt waaruit bleek dat Tata Steel afziet van het Everest-project. De bandbreedte uit de KEV loopt daarmee terug tot 5 à 6 Mton BKG-emissiereductie door CCS projecten.¹² Tata Steel Nederland heeft namelijk in het najaar van 2021 aangekondigd voornemens te zijn in te zetten op de waterstofroute via *Direct Reduced Iron*-technologie, ook wel DRI-technologie (FNV, Tata Steel & Roland Berger, 2021). Deze koerswijziging heeft twee effecten: de voorgenoemde toepassing van CCS neemt af met circa 5 Mton en daarvoor in de plaats wordt ongeveer 3,8 Mton emissiereductie in 2030 gerealiseerd door gebruik van groene waterstof in plaats van kolen. De totale restemissies in 2030 lopen dus mogelijk weer iets op door het verschil tussen 5 en 3,8 Mton en de elektriciteitsvraag loopt verder op.¹³ Voor de waterstof route en de benodigde groene waterstof is dan weer (hernieuwbare) elektriciteit nodig. We maken daarom een inschatting van de extra elektriciteit die hiervoor nodig is.

In een DRI-installatie wordt gepelletiseerd ijzererts gereduceerd met aardgas of waterstof, zodat geen kolen/cokes meer nodig zijn. Een DRI-installatie biedt de mogelijkheid om een belangrijk deel van het aardgas op termijn te vervangen door groene waterstof. De beoogde BKG-emissiereductie zou neerkomen op inzet van ongeveer 10 tot 20 PJ (LHV) waterstof, waarbij 20 PJ het resultaat zou zijn van volledige realisatie van deze reductie via DRI. Voor 2030 wordt in de voorgenoemde haalbaarheidsstudie uitgegaan van 97 kton ofwel 12 PJ (LHV) inzet van groene waterstof. Uitgaande van elektrolyse efficiency van 58% (LHV), komt dat neer op 5,6 TWh hernieuwbare elektriciteit voor de productie van de benodigde groene waterstof. De geproduceerde DRI-pellets worden in een vervolgstap met elektrische vlamboogovens, ook wel *Electric Arc Furnace* (EAF), gesmolten voor verdere verwerking. Voor dit proces zou nog ongeveer 2,7 TWh aanvullende

dezelfde emissiereductie door energiebesparing, CCS en reductie van lachgasemissies – dus tot 1,5 Mton lagere restemissies. De restemissies dalen daardoor van 40,3 Mton (midden bandbreedte KEV 2021) naar 38,8 Mton.

¹² De bovenkant van deze raming ligt in lijn met de 6,2 Mton BKG-emissiereductie, zoals die volgt uit de optelling van de 2,3 Mton BKG-emissiereductie van het project Porthos I waarvoor reeds subsidie is toegekend (Ministerie van Economische Zaken en Klimaat, 2021) en 3,9 Mton voor het Nederlandse onderdeel van het project Carbon Connect Delta (Smart Delta Resources, 2021) (Smart Delta Resources, 2021). Het Porthos II project kan hier nog tot maximaal 3,6 Mton BKG-emissiereductie aan toevoegen (werkgroep van de CES Rotterdam-Moerdijk, 2021), voor opslag van afgevangen CO₂ uit het H-vision project, en Chemelot (tot 0,8 Mton, zie (Duurzaam verbonden - Cluster Energie Strategie Chemelot, 2021)). Het totale potentieel wordt dan 9,8 Mton BKG-emissiereductie.

¹³ Tata Steel Nederland heeft in een Expression of Principle met het Ministerie van Economische Zaken een hogere ambitie van 5 Mton BKG-emissiereductie (ofwel 40% van de huidige BKG-emissies) in 2030 uitgesproken. Voor de aanvullende reductie kan nog ingezet worden op een doorstart van het Everest-project voor toepassing van *Carbon Capture and Storage* (CCS).

elektriciteitsvraag volgen. De totale aanvullende elektriciteitsvraag voor deze route voor Tata Steel wordt dan ongeveer 8,3 TWh om de beoogde reductie van 3,8 Mton BKG-emissie in 2030 te realiseren.

Samenvattend schetst het advies van de stuurgroep extra opgave een bandbreedte voor industriële elektrificatie van 22,3 tot 42,0 TWh in 2030. Daarmee wordt 4,5 tot 9,3 Mton aan (directe) emissiereductie in de industrie gerealiseerd. Een emissiereductie van 4,5 door industriële elektrificatie brengt – uitgaande van de KEV 2021 – de totale restemissies van de industrie op koers voor de restemissies van 39,9 Mton passend bij het nationale 49% reductiedoel. Op basis daarvan zouden we kunnen concluderen dat 22,3 TWh past bij het nationale reductiedoel van 49%. Echter, de gewijzigde plannen van Tata Steel zorgen voor een verschuiving van industriële emissiereductie van CCS naar emissiereductie door directe en indirecte elektrificatie via de DRI-route. De gewijzigde plannen zorgen voor een extra elektriciteitsvraag in 2030 van ongeveer 8,3 TWh. Industriële elektrificatie van circa 30,6 TWh is dan in lijn met het nationale 49% reductiedoel.

Tot slot bevat het advies van de stuurgroep extra opgave een inschatting van extra vraag naar elektriciteit van datacenters van 5 tot 15 TWh. De toename van de elektriciteitsvraag door datacenters is een autonome ontwikkeling die in zekere zin onafhankelijk is van de emissiereductiedoelstelling.¹⁴ Een toename met 5 tot 15 TWh ligt hoger dan de inschattingen in de Ruimtelijke strategie datacenters die uitgaat van 5 tot 10 TWh aan vraag voor datacenters in 2030 (Ministerie van Binnenlandse Zaken, 2019). Recent is de groei van de elektriciteitsvraag van datacenters ook verder afgeremd en is er meer weerstand tegen nieuwe hyperscale datacenters. We gaan daarom uit van een totale elektriciteitsvraag in 2030 van 5 TWh. Met een bestaande vraag van 2,7 TWh ten tijde van het Klimaatakkoord in 2019, levert dat een extra vraag van 2,3 TWh op waar we in deze analyse van uitgaan. Naar verwachting van NL-Digital vormt dat een realistischer inschatting.^{15,16}

Tabel 3 geeft het overzicht weer van de extra elektriciteitsvraag die past bij het nationale emissiereductiedoel van 49% waar we in deze notitie van uitgaan. De groene waterstofproductie vergt dan ongeveer 2,4 GWe aan elektrolysecapaciteit, uitgaande van de 3500 draaiuren zoals verondersteld in het advies van de stuurgroep extra opgave.

¹⁴ De aanwezigheid van veel hernieuwbare elektriciteit kan wel een reden zijn voor datacenters om zich in Nederland te vestigen, maar het betreft geen extra elektriciteitsvraag die ontstaat om bijvoorbeeld emissies van gasverbruik te verminderen.

¹⁵ Persoonlijke communicatie met Dutch Data Center Association op 5 april 2022.

¹⁶ De KEV 2021 gaat overigens uit van een nog veel minder sterk stijgende elektriciteitsvraag van datacenters naar 3,3 TWh in 2030 en dus slechts een toename van 0,6 TWh ten opzichte van de 2,7 TWh in 2019. Gegeven het feit dat de elektriciteitsvraag van datacenters in 2020 als 3,2 TWh was (CBS, 2022), lijkt die raming aan de lage kant.

Tabel 3 Overzicht inschatting extra elektriciteitsvraag industrie om nationaal 49% reductiedoel te halen

Segment	TWh _e in 2030
Industrie	30,6
<i>Directe elektrificatie</i>	22,2
<i>Elektrolyse voor groene waterstof</i>	8,4
Datacenters	2,3
Totaal	32,9

55% BKG-emissiereductie

Het coalitieakkoord stuurt aan op aanscherping van de indicatieve opgave voor BKG-restemissies in de industrie, met als voorlopige indicatie 34,4 Mton in 2030 (Ministerie van Economische Zaken en Klimaat, 2022). Het reductiedoel wordt daardoor 5,5 Mton hoger dan bij een nationale 49% reductie. Zoals hiervoor weergegeven past 22,3 TWh (exclusief de elektriciteitsvraag door gewijzigde plannen van Tata Steel) elektrificatie bij het 49% reductiedoel. Het hoge scenario van de stuurgroep extra opgave leidt tot 42,0 TWh industriële elektrificatie (exclusief de elektriciteitsvraag door gewijzigde plannen van Tata Steel). Daarmee kan in 2030 tot 9,3 Mton directe emissiereductie worden behaald via industriële elektrificatie in plaats van de hiervoor veronderstelde 4,5 Mton. Dit zorgt dus voor 4,8 Mton extra BKG-emissiereductie en brengt de totale emissiereductie in de industrie grofweg in lijn met de restemissies van 34,4 Mton die passen bij een nationaal reductiedoel van 55%.

De hogere emissiereductie in de industrie kan ook op andere wijze worden gerealiseerd, bijvoorbeeld door meer CCS. In geval er meer CCS wordt gerealiseerd – bijvoorbeeld omdat ook Porthos II met een additionele reductie van 3,6 Mton gerealiseerd, zie ook voetnoot 12 – dan kan de benodigde extra elektriciteitsvraag lager uitpakken.

In deze notitie gaan we voor het 55% doel echter uit van een toename van de elektrificatie in lijn met het hoge scenario van de stuurgroep extra opgave en de gewijzigde plannen van Tata steel. Voor datacenters sluiten we aan bij de hiervoor beschreven inschatting. Tabel 4 vat de extra elektriciteitsvraag om een 55% nationaal reductiedoel te halen samen. De groene waterstofproductie vergt dan ongeveer 6,0 GW_e aan elektrolysecapaciteit, uitgaande van de 3500 draaiuren zoals verondersteld in het advies van de stuurgroep extra opgave.

Tabel 4 Overzicht inschatting extra elektriciteitsvraag industrie om nationaal 55% reductiedoel te halen.

Segment	TWh in 2030
Industrie	50,3
<i>Directe elektrificatie</i>	29,3
<i>Elektrolyse voor groene waterstof</i>	21,0
Datacenters	2,3
Totaal	52,6

2.1.2 55% BKG-emissiereductie + RED III

FF55 bevat een specifieke eis die van invloed is op de extra elektriciteitsvraag van de industrie. Het RED-voorstel bevat een eis dat in 2030 tot 50% van het industriële eindverbruik van waterstof (energie en grondstoffen) ingevuld moet worden met groene waterstof, i.e. waterstof die geproduceerd wordt via elektrolyse met hernieuwbare elektriciteit.¹⁷

Er zijn twee recente onderzoeken die de impact van deze verplichting voor Nederland in kaart brengen; een eerste analyse die in het najaar van 2021 werd uitgevoerd (TNO, 2022) en een recentere en verder uitgewerkte analyse die dit voorjaar werd uitgevoerd (CE Delft & TNO, 2022). De beide rapportages bouwen in feite op elkaar voort, waarbij de recentere rapportage verder is uitgewerkt.

In de recentere analyse zijn enkele onduidelijkheden in het RED-voorstel over het waterstofgebruik dat meetelt voor de 50% verplichting getoetst met vertegenwoordiging van de Europese Commissie.^{18,19}

In deze notitie gaan we dan ook uit van de bestaande finale waterstofgebruik in de industrie die onder de 50%-norm valt volgens de recentste rapportage, en die uitkomt op 98 PJ LHV aan waterstofgebruik. Daarnaast presenteert de rapportage ook het een inschatting van de extra finale waterstofvraag van de industrie die tussen nu en 2030 kan ontstaan. Tabel 5 geeft het overzicht hiervan weer, ingedeeld naar een laag, midden en hoog scenario.

In het gepresenteerde midden scenario komen de Tata Steel plannen bovenop de bestaande vraag uit het lage scenario. Zoals hiervoor besproken leiden de gewijzigde plannen van Tata Steel volgens de haalbaarheidsstudie tot een aanvullende waterstofvraag in 2030 van 12 PJ. In het midden scenario wordt hier nog gecorrigeerd voor een veronderstelde capaciteitsfactor van 90% zodat hieruit 10 PJ aanvullende vraag volgt. Daarnaast neemt het midden scenario ook twee projecten (H-vision fase 1 en DOW Terneuzen) mee waarbij methaanrijke restgassen worden gebruikt voor de productie van waterstof en de daarbij vrijkomende CO₂ wordt opgeslagen. De waterstof wordt vervolgens gebruikt in het

¹⁷ Zie Artikel 1, wijzigingen van Richtlijn (EU) 2018/2001, invoeging (11) op artikel 22 bis van de Richtlijn in (Europese Commissie, 2021).

¹⁸ RED III bevat naast een verplichting van 50% RFNBO van het finale industriële waterstofverbruik ook een verplichting van 2,6% RFNBO voor het energieverbruik voor transport (inclusief internationale lucht- en scheepvaart). Omdat een aparte verplichting geldt voor transport moet dubbeltelling worden voorkomen. In raffinaderijen wordt voornamelijk waterstof verbruikt voor de productie van transportbrandstoffen, wat zodoende aan de transportsector moet worden toegerekend. In (TNO, 2022) is daarom het waterstofverbruik van raffinaderijen in zijn geheel niet meegenomen. Vice versa is het waterstofverbruik voor methanolproductie in zijn geheel wel meegenomen, terwijl methanol voor een klein deel gebruikt wordt voor de productie van transportbrandstoffen. In (CE Delft & TNO, 2022) is het waterstofverbruik van raffinaderijen en voor methanolproductie meegenomen behalve het deel dat wordt verbruikt voor de productie van transportbrandstoffen. Per saldo neemt het waterstofverbruik hierdoor toe van 75 PJ (exclusief restgassen) in (TNO, 2022) naar 80 PJ (exclusief restgassen) in (CE Delft & TNO, 2022).

¹⁹ Er is onduidelijkheid over de vraag of en welke waterstofhoudende restgassen meetellen voor de verplichting. Het gaat wel om finaal verbruik van waterstof, maar het is niet mogelijk om restgassen te vervangen met groene waterstof, omdat de restgassen en bijproduct zijn van een ander proces. In (TNO, 2022) is het effect van in het geheel wel of niet meetellen van restgassen weergegeven (29 PJ). In (CE Delft & TNO, 2022) is een onderscheid gemaakt tussen enerzijds waterstofrijke restgassen die worden gebruikt voor waterstoftoepassingen (18 PJ) en anderzijds restgassen die slechts voor een klein deel waterstof bevatten zoals cokesovengas. Alleen waterstofrijke restgassen zijn meegenomen voor de verplichting.

Tabel 5 Inschatting in (CE Delft & TNO, 2022) van finaal waterstofverbruik industrie voor verplichting 50% groene waterstof in het RED-voorstel

Finaal verbruik waterstof industrie (PJ)	Laag	Midden	Hoog
Huidig waterstofverbruik bestaande uit:	98	98	98
- Huidig verbruik voor de productie van ammonia en methanol			
- Huidig verbruik in raffinaderijen voor productie van grondstoffen voor de chemie			
- Gemengd verbruik van waterstof			
- Waterstofrijke restgassen			
Tata Steel		10	10
Additioneel waterstofverbruik door de decarbonisatie van restgassen		44	65
Additionele projecten voor productie / verbruik van blauwe waterstof (aardgas + CCS)			22
Totaal waterstofverbruik voor RFNBO-verplichting	98	152	195
50% RFNBO-verplichting	49	76	98

productieproces in plaats van het methaanrijke restgas. Het gaat dus voornamelijk om een decarbonisatieoptie en niet zo zeer om specifiek waterstofgebruik. Het is daarom de vraag of deze vorm van waterstof en het gebruik ervan onder de RFNBO-verplichting zou moeten vallen. Onze indruk is dat dit er buiten zou kunnen blijven en daarom nemen we het niet mee in deze analyse.²⁰

In het hoge scenario telt CE Delft er ook de tweede fase van H-vision en twee projecten die betrekking hebben op de productie van blauwe waterstof (H2M en H2Gateway) bij op. Voor de tweede fase van H-vision geldt hetzelfde als voor de eerste fase, zoals hiervoor is geschetst. Tot slot gaan H2M en H2Gateway vooral over *productie* van blauwe waterstof uit aardgas, waarbij er geen duidelijke link is met een *vraag* naar of gebruik van waterstof in de industrie.²¹ Vanwege de onzekerheid dat deze initiatieven leiden tot extra gebruik van waterstof in de industrie, en vanwege de voortdurende discussie over nut en noodzaak van blauwe waterstof nemen we een mogelijk hogere RFNBO-verplichting als gevolg van deze initiatieven niet mee in deze analyse voor 2030. In deze analyse gaan we daarom uit van het huidige waterstofgebruik (dat onder het 50%-voorstel valt) van 98 PJ en de 12 PJ van Tata Steel conform de haalbaarheidsstudie. Dit leidt tot een totale finaal gebruik voor de RFNBO-verplichting van 110 PJ, waarvan dus 55 PJ groene waterstof moet zijn. 55 PJ groene waterstof is gelijk aan 15 TWh groene waterstof. Uitgaande van een elektrolyse efficiëntie van 58% (LHV) is de conclusie dat er 26,3 TWh elektriciteit nodig is voor de productie van groene waterstof.

²⁰ In het huidige proces worden de methaanrijke restgassen opnieuw gebruikt als brandstof, waarbij CO₂ vrijkomt. Door (i) de methaanrijke restgassen om te zetten in waterstof en CO₂, (ii) de CO₂ op te slaan en (iii) de waterstof opnieuw te gebruiken als brandstof worden CO₂-emissies voorkomen. Omdat het gaat om een omzetting van methaanrijke restgassen die onvermijdelijk vrijkomen bij de verwerking van aardolie en aardolieproducten in raffinaderijen en petrochemische processen is het niet mogelijk om dit waterstofverbruik te vervangen met groene waterstof.

²¹ Voor beide projecten geldt dat de industrie als afnemer van blauwe waterstof wordt genoemd. Er zijn echter ook andere afnemers (elektriciteitsproductie, transport, export), waardoor niet duidelijk is welk deel van de geproduceerde blauwe waterstof naar de industrie zal gaan. Ook is niet gezegd dat afname door de industrie tot een toename van het industriële waterstofgebruik zal leiden. De geproduceerde blauwe waterstof kan (de overige 50%) van het huidige verbruik van grijze waterstof vervangen en leidt dan per saldo niet tot extra waterstofgebruik.

Tabel 6 Overzicht inschatting extra elektriciteitsvraag industrie om nationaal 55% reductiedoel te halen, rekening houdend met eis 50% groene waterstof in het RED-voorstel.

Segment	TWh in 2030
Industrie	55,2
Directe elektrificatie	29,3
Elektrolyse voor groene waterstof	26,3
Datacenters	2,3
Totaal	57,9

In het 55%-scenario gingen we al uit van een elektriciteitsvraag van de industrie voor de productie van groene waterstof van 21,0 TWh. De RED III-eis dat 50% van het finale waterstofverbruik van de industrie groene waterstof moet zijn leidt echter tot een totale elektriciteitsvraag voor de productie van groene waterstof van 26,3 TWh. Het RED-voorstel leidt dus tot een aanvullende elektriciteitsvraag van 5,3 TWh voor groene waterstof in de industrie, boven op de inschatting van de elektriciteitsvraag voor groene waterstof in de industrie in geval van de 55% reductiedoelstelling.^{22, 23} Voor datacenters sluiten we aan bij de hiervoor beschreven inschatting. Tabel 6 geeft de totale elektriciteitsvraag van de industrie weer waar we van uitgaan voor het scenario 55% + RED III. De groene waterstofproductie vergt dan ongeveer 7,5 GW_e aan elektrolysecapaciteit, uitgaande van de 3500 draaiuren zoals verondersteld in het advies van de stuurgroep extra opgave.

2.2 Gebouwde omgeving

De extra elektriciteitsvraag van de gebouwde omgeving is in het najaar van 2021 in kaart gebracht door het Ministerie van Binnenlandse Zaken, het Ministerie van Economische Zaken en Klimaat en RVO (Ministerie van Binnenlandse Zaken, Ministerie van Economische Zaken en Klimaat, RVO, 2021).

In de analyse wordt zowel een inschatting opgesteld van de aanvullende elektriciteitsvraag op basis van de nationale 49% BKG-emissiereductiedoelstelling als de aanvullende elektriciteitsvraag op basis van de aangescherpte EU-brede reductiedoelstelling van 55%. Het EU-brede 55% doel is daarbij op basis van het rapport 'Bestemming Parijs' (Studiegroep Invulling klimaatopgave Green Deal, 2021) vertaald naar een maximale restemissie van 14,9 Mton. Dat betrof een inschatting omdat de verdeling van de EU-brede doelstelling naar doelstellingen per lidstaat voor de ESR-sectoren (waaronder gebouwde omgeving) nog onduidelijk was. Ook is een inschatting gemaakt van de verdeling van aan aangescherpt nationaal reductiedoel voor ESR-sectoren over de verschillende sectoren. Daarbij is

²² RED3 schrijft in feite voor dat een deel van de decarbonisatie van de industrie op een specifieke manier (groene waterstof) plaats moet vinden. Dit gaat ten koste van andere reductieopties. In theorie is het mogelijk dat groene waterstof grijze waterstof vervangt en dat daardoor minder directe elektrificatie nodig is om hetzelfde emissiereductiedoel te halen. We achten het echter waarschijnlijker dat groene waterstof leidt tot een kleinere rol van blauwe waterstof (en dus CCS).

²³ Dit is op basis van een veronderstelde efficiency van 58% (LHV) voor elektrolyse. Dit komt overeen met een specifiek elektriciteitsverbruik van 57,5 kWh/kg. Indien een hogere efficiency kan worden bereikt, en dus een lager specifiek verbruik, dan daalt de extra elektriciteitsvraag. Bij een specifiek verbruik van bijvoorbeeld 52,5 kWh/kg wordt de totale elektriciteitsvraag 23,6 TWh en de extra vraag t.o.v. het 55% scenario is dan 2,6 TWh.

slechts een klein deel van de aangescherpte reductie toegewezen aan de gebouwde omgeving.

Recentelijk is door het Ministerie van Economische Zaken en Klimaat verder uitgewerkt welke restemissies per sector nodig zijn om de nationale 55% reductiedoelstelling te halen en daarbij te sturen op 60% reductie. Dat leidt tot een aanzienlijk scherpere 10,0 Mton restemissies als stuurwaarde voor de gebouwde omgeving (Ministerie van Economische Zaken en Klimaat, 2022). Gegeven de KEV 2021 rapportage over vertragingen in de BKG-emissiereductie in de gebouwde omgeving, lijkt dit overigens een erg ambitieuze sturingswaarde.

2.2.1 49% BKG-emissiereductie

In het Klimaatakkoord is voor de gebouwde omgeving het indicatieve doel gesteld om 3,4 Mton extra BKG-emissiereductie te realiseren t.o.v. het toenmalige basispad conform de Nationale Energieverkenning 2017 (PBL, ECN, CBS & RVO, 2017). Daarmee zouden er voor de gebouwde omgeving in 2030 nog 15,3 Mton CO₂-eq. aan restemissies resulteren.

De analyse van de stuurgroep extra opgave voor de gebouwde omgeving laat de extra benodigde energiebronnen of -dragers (gas, elektriciteit en warmte) in 2030 zien t.o.v. de situatie in 2020 volgens de KEV 2021. Volgens de analyse wordt 3,4 TWh aan extra elektriciteitsvraag vanuit de gebouwde omgeving verwacht in 2030. Om de sectorale doelstelling vanuit het Klimaatakkoord te behalen zal vervolgens 8,4 TWh extra elektriciteit en 26 PJ extra warmtebronnen nodig zijn. In vergelijking met het de KEV 2021 betekent dit meer dan een verdubbeling van het aantal warmtebronnen (21 PJ huidig, naar 47 PJ). Voor elektriciteit geldt een verdrievoudiging van de elektriciteitsvraag voor verwarming en koeling, namelijk een stijging van 3,4 TWh met 8,4 TWh naar 11,8 TWh.

2.2.2 55% BKG-emissiereductie

Bovenop de opgave vanuit het Klimaatakkoord speelt de opgave om richting 2030 de ambitie van 49% BKG-emissiereductie t.o.v. 1990 op te hogen naar minimaal 55% BKG-emissiereductie. De stuurgroep extra opgave heeft een zestal scenario's opgesteld die naar verwachting leiden tot 14,9 Mton restemissies in 2030 en uitgaan van verschillende verhoudingen van emissiereductietechnieken (warmtenetten, groengas, hybride warmtepompen, e-boilers). Daaruit volgt een bandbreedte van 6,9 tot 10,5 TWh aan extra elektriciteit en voor warmte een bandbreedte van 19 en 26 PJ aan extra warmtebronnen. Aan de ene kant laat de bandbreedte zien dat een aangescherpte emissiereductiedoelstelling niet per se leidt tot een hogere elektriciteitsvraag, omdat ook energiebesparing en andere energiebronnen (groen gas, geothermie) mogelijkheden bieden om emissies te reduceren. Aan de andere kant gaat de analyse uit van een slechts beperkte verdere emissiereductie (restemissies van 14,9 Mton), terwijl restemissies van 10,0 Mton de stuurwaarde voor het beleid wordt, waardoor een hogere elektriciteitsvraag denkbaar is. We gaan daarom in deze analyse uit van de bovenkant van de bandbreedte met een extra elektriciteitsvraag van 10,5 TWh.

2.2.3 55% BKG-emissiereductie + RED III

FF55 bevat geen specifieke elektrificatie-eisen voor de gebouwde omgeving. Dit scenario leidt daarom tot dezelfde extra elektriciteitsvraag als het 55% reductiedoel.

2.3 Mobiliteit

De indicatieve doelstelling voor mobiliteit is in het Klimaatakkoord gesteld op 25 Mton aan BKG-restemissie in 2030. Volgens de KEV 2021 is de sector niet op koers om dit doel te halen. De stuurgroep extra opgave schetst drie scenario's richting 2030 (Stuurgroep Extra Opgave - mobiliteit, 2022):

- Een KEV-scenario dat uitgaat van bestaand beleid
- Een KEV+ scenario waarin ook geagendeerd beleid is meegenomen; en
- Een optimistisch scenario van ElaadNL

Daarnaast schets de stuurgroep een mogelijke aanscherping de emissiereductieopgave voor mobiliteit ten gevolge van FF55 op basis van een inschatte verhoging van de Europese *Effort-Sharing Regulation* (ESR) doelstelling. De stuurgroep komt daarbij uit op een indicatieve opgave van 23,0 Mton voor de mobiliteit. Dat ligt min of meer in lijn met de recentelijk door het Ministerie van Economische Zaken en Klimaat aangegeven indicatie van 23,7 Mton restemissies voor toekomstige sturing (Ministerie van Economische Zaken en Klimaat, 2022).

2.3.1 49% BKG-emissiereductie

In elk van de drie door de stuurgroep gebruikte scenario's wordt het emissiereductie-doel van 25 Mton passend bij de nationale 49% emissiereductiedoelstelling niet gehaald. Het ElaadNL-scenario komt daarbij nog het dichtst in de buurt. De raming van ElaadNL komt in 2030 op 2,6 miljoen elektrische voertuigen (hierna EV) in hun midden-scenario, tegenover 1,2 miljoen voertuigen in de KEV. Daarmee komt ElaadNL op een elektriciteitsvraag van 10,7 TWh in 2030, oftewel 7,5 TWh meer dan waar in het Klimaatakkoord van uit is gegaan. De resterende BKG-emissies voor mobiliteit zouden daarmee uitkomen op ongeveer 26 Mton en komt dus nog 1 Mton te kort. De stuurgroep schetst onder meer een route om het gat van 1 Mton volledig in te vullen met en verdere toename elektrisch vervoer. Bij verdere doorgroei van EV zou nog 1,7 TWh extra nodig zijn om 1 Mton emissies te reduceren. De extra opgave komt dan neer op 12,4 TWh aan extra elektriciteitsvraag, al vraagt dit om versnelling ten opzichte van het ElaadNL-scenario en forse versnelling ten opzichte van de KEV 2021. In deze notitie gaan we daarom uit van een extra elektriciteitsvraag van 12,4 TWh om het 49% reductiedoel te halen. Een andere invulling die leidt tot een lagere elektriciteitsvraag is echter ook mogelijk, bijvoorbeeld door in te zetten op energiebesparing door minder kilometers te rijden.

2.3.2 55% BKG-emissiereductie

Volgens de Stuurgroep zal de Europese Effort Sharing Regulation (ESR) doelstelling verhoogd worden als gevolg van FF55 naar 23,0 Mton restemissies. Inmiddels heeft het Ministerie van Economische Zaken en Klimaat aangegeven voornemens te zijn om aan sturen op 23,7 Mton restemissies om het nationale emissiereductiedoel van 55% te halen. Dat betekent een verdere emissiereductie van 1,3 Mton ten opzichte van het 49% reductiedoel. Volgens dezelfde redenering dat 1 Mton emissiereductie bereikt kan worden via 1,7 TWh vraag van extra batterij-elektrische voertuigen betekent dat een toename van de extra elektriciteitsvraag met 2,2 TWh. De totale extra elektriciteitsvraag komt daarmee uit op 14,6 TWh. Ook in dit geval kan een andere invulling leiden tot een lagere elektriciteitsvraag, zoals inzet op energiebesparing door minder kilometers te rijden.

2.3.3 55% BKG-emissiereductie + RED III

Voor de mobiliteitssector bevat RED III ook eisen die de elektriciteitsvraag verder zullen doen toenemen. Het aandeel RFNBO voor de sector moet in 2030 uitkomen op 2,6%. Die verplichting omvat ook bunkerbrandstoffen voor de internationale lucht- en scheepvaart, terwijl uitstoot van internationale lucht- en scheepvaart buiten de emissiereductiedoelstellingen valt.²⁴ Voor 2030 komt de schatting voor de RFNBO-verplichting voor transport o.b.v. de KEV 2021 uit op 2,6% van 410 PJ binnenlands vervoer en 644 PJ internationale bunkering.²⁵ Het totaal komt dan uit op 27,4 PJ (LHV) (TNO, 2022).²⁶

De aanvullende groene waterstofproductie voor wegvervoer en luchtvaart zou dus ongeveer 27,4 PJ betreffen. Uitgaande van 58% (LHV) rendement op elektrolyse zal daar ongeveer 13,1 TWh hernieuwbare elektriciteit mee gemoeid zijn. Bij 3500 draaiuren zal daarvoor 3,7 GW_e elektrolysevermogen nodig zijn. De totale extra elektriciteitsvraag voor de mobiliteit komt daarmee op 27,7 TWh.

2.4 Landbouw

In de landbouw zijn er BKG-emissies door verschillende activiteiten. Er zijn (i) procesemissies van methaan en lachgas uit de veehouderij en (ii) energie-gerelateerde emissies uit vooral de glastuinbouw (PBL, RIVM, RVO, TNO, CBS & Wageningen University Research, 2021). In 2020 bedroegen de totale BKG-emissies in de landbouw 27,0 Mton CO₂-eq. (PBL, RIVM, RVO, TNO, CBS & Wageningen University Research, 2021). Daarvan betrof een deel van 8,4 Mton (31%) energie-gerelateerde emissies (uit vooral de glastuinbouw) en het overige deel van 18,6 Mton (69%) procesemissies van overige activiteiten (PBL, RIVM, RVO, TNO, CBS & Wageningen University Research, 2021).

In het Klimaatakkoord is aangestuurd op indicatieve restemissies in 2030 van 28,0 Mton CO₂-eq. voor landbouw en landgebruik samen. Daarvan zijn 22,2 Mton de indicatieve restemissies voor de landbouw (Ministerie van Economische Zaken en Klimaat, 2018). Deze indicatieve restemissies voor de landbouw en landgebruik corresponderen met een reductiedoelstelling van 3,5 Mton. In het Klimaatakkoord is afgesproken dat van de 3,5 Mton, 2 Mton voor rekening komt van de landbouw en 1,5 Mton voor rekening van landgebruik. De reductiedoelstelling van 2 Mton voor de landbouw is vervolgens verdeeld in 1 Mton voor de energie-gerelateerde emissies uit de glastuinbouw (CO₂ en methaan) en 1 Mton voor de procesemissies van de landbouw (methaan, lachgas). Recent heeft het Ministerie van Economische Zaken en Klimaat voorlopige indicatieve stuurwaarden voor de BKG-emissies geschetst om tot 55% landelijke BKG-emissiereductie te komen. Voor de landbouw is de stuurwaarde 18,9 Mton BKG-restemissie in 2030 (Ministerie van Economische

²⁴ De uitstoot van internationale lucht- en scheepvaart nemen we in deze analyse mee bij de sector mobiliteit, omdat het om transport/mobiliteit gaat. De internationale lucht- en scheepvaart valt echter niet onder de sectortafel mobiliteit voor het Klimaatakkoord.

²⁵ De waarde van 410 PJ in (TNO, 2022) wijkt af van de totale waarde voor mobiliteit in de KEV van 464 PJ die gebruikt wordt in (CE Delft & TNO, 2022), omdat verbruik van mobiele werktuigen bij de 461 PJ ook zijn meegenomen terwijl deze in statistieken van het CBS niet worden meegenomen bij mobiliteit. Als we uit zouden gaan van 464 PJ komt de totale RFNBO-verplichting voor transport uit op 29 PJ in plaats van 27,4 PJ.

²⁶ Deze waarde zou lager uit kunnen vallen omdat RFNBO die gebruikt wordt in de internationale lucht en scheepvaart zwaarder meetelt (een factor 1,2) voor de totale RFNBO-verplichting van 2,6%. Als RFNBO's dus vooral worden ingezet in de internationale lucht- en scheepvaart neemt de totale RFNBO verplichting af.

Zaken en Klimaat, 2022).²⁷ Dat betreft dus een aanscherping van de reductiedoelstelling voor de landbouw van 3,4 Mton.

Elektrificatie om emissiereductie te realiseren is voornamelijk een optie voor de energie-gerelateerde emissies uit de glastuinbouw. De aangescherpte emissiereductiedoelstelling voor de landbouw van 3,4 Mton kan echter zowel gerealiseerd worden door de reductie van procesemissies (methaan, lachgas) als van energie-gerelateerde emissies van met name de glastuinbouw (CO₂, methaan). Daarom maken we voor de landbouw in deze analyse geen onderscheid tussen de drie scenario's (49%, 55% en 55% + RED III). In plaats daarvan gaan we uit van een inschatting van de sector van de extra elektriciteitsvraag van de glastuinbouw.

Er is voor de glastuinbouw een ruwe eerste analyse gemaakt van de ontwikkeling van de elektriciteitsvraag (Extra opgave glastuinbouw) op basis van een door de glastuinbouwsector opgesteld scenario "2030 op weg naar klimaatneutraal". Dit scenario dateert van voor het Klimaatakkoord, zodat de verwachting ook niet gekoppeld is aan de opgave voor de emissiereductie uit het klimaatakkoord. Uit de analyse blijkt dat de glastuinbouw nu circa 8 TWh aan elektriciteit verbruikt en verwacht dat de elektriciteitsvraag toe zal nemen naar 12 TWh in 2040. We interpoleren deze waarden en gaan daarom uit van een elektriciteitsvraag van de glastuinbouw van 10 TWh in 2030 en dus een toename van 2 TWh. Deze inschatting ligt in lijn met de raming in de KEV 2021. Naast een toename van de elektriciteitsvraag verwacht de glastuinbouw een afname van de eigen opwek van elektriciteit door WKK's en dus een toenemende inkoop van elektriciteit (Extra opgave glastuinbouw). Dit is echter een verandering van het aanbod van elektriciteit en niet van de vraag naar elektriciteit en nemen we daarom niet mee bij de bepaling van de extra elektriciteitsvraag.

De inschatting van 2 TWh extra elektriciteitsvraag in 2030 is het resultaat van verschillende onderliggende ontwikkelingen, die elk hun eigen onzekerheden kennen. We bespreken daarom nu de factoren die de elektriciteitsvraag beïnvloeden.

De glastuinbouw kent een warmtevraag voor de verwarming van kassen en een elektriciteitsvraag voor verlichting. De warmtevraag wordt nu voor een deel voorzien door WKK's. De WKK's produceren elektriciteit die kan worden verkocht op de markt of ingezet voor eigen verbruik (verlichting). Aan de ingeschatte ontwikkeling van de elektriciteitsvraag liggen verschillende ontwikkelingen ten grondslag:

- Elektriciteitsvraag voor verlichting: aan de ene kant is het denkbaar dat de vraag stijgt door verdere intensivering van productie (meer licht leidt tot snellere groei van gewassen). Aan de andere kant is er een besparingspotentieel door vervanging van bestaande lampen met energiezuinigere LED-lampen. Intensivering van de teelt leidt dus tot een hogere elektriciteitsvraag, terwijl besparing door efficiëntere verlichting tot een lagere elektriciteitsvraag leidt.
- Elektriciteitsvraag voor warmteproductie: Voor de productie van warmte zijn er verschillende alternatieven, die elk een ander effect op de elektriciteitsvraag hebben. Gebruik van biobrandstoffen of restwarmte (van bijvoorbeeld de industrie) leidt niet tot extra elektriciteitsvraag. Voor aardwarmte is elektriciteit nodig voor geothermiepompen. Tot slot zijn er verschillende (gedeeltelijke)

²⁷ Voor het landgebruik 2,7-1,8 Mton CO₂-equivalenten.

elektrificatieopties, zoals combineren van WKK's (op termijn op groen gas of waterstof) met E-boilers en het gebruik van warmtepompen. Deze laatste opties zorgen naar verwachting voor de stijging van de elektriciteitsvraag van de glastuinbouw. Als de rol van andere opties (biobrandstoffen, restwarmte) kleiner of juist groter wordt, dan kan de elektriciteitsvraag ook hoger of lager uitpakken.

Samenvattend wordt verwacht dat de elektriciteitsvraag zal toenemen op basis van intensivering en elektrificatie van de warmtevoorziening, terwijl energiebesparing de vraag verlaagt.

3 Inpassing aanvullende elektriciteitsvraag

Om de inpassing van de aanvullende elektriciteitsvraag uit de drie scenario's voor 2030 in kaart te brengen, bespreken we in dit hoofdstuk de gevolgen voor de elektriciteitsbalans, de vermogensbalans en de transportbalans.

3.1 Elektriciteitsbalans

In deze paragraaf verkennen we de balans tussen de elektriciteitsvraag passend bij elk van de drie reductiedoelstellingen (49%, 55% en 55% + RED III) en het elektriciteitsaanbod op basis van vastgesteld, voorgenomen en aangekondigd beleid in kaart. We sluiten deze sectie af met een overzicht van het verschil tussen vraag en aanbod voor de verschillende scenario's.

3.1.1 Elektriciteitsvraag

In het voorgaande hoofdstuk hebben we de elektriciteitsvraag per sector geanalyseerd voor elk van de drie reductiedoelstellingen, op basis van de stukken van de stuurgroepen extra opgave en aanvullende analyse. Tabel 7 presenteert het overzicht van de resultaten.

De extra vraag per sector is in de tabel weergegeven als extra elektriciteitsvraag ten opzichte van de elektriciteitsvraag zoals die ten tijde van het Klimaatakkoord was van circa 108 TWh.²⁸

Tabel 7: Overzicht inschatting extra elektriciteitsvraag 2030 bij elk van de drie reductiedoelstellingen.

Electriciteitsvraag (TWh per jaar)	49%	55%	55% + RED III
Electriciteitsvraag ten tijde van Klimaatakkoord (a)	108	108	108
Extra vraag industrie 2030 (b)	30,6	50,3	55,6
- Waarvan directe elektriciteitsvraag	22,2	29,3	29,3
- Waarvan elektrolyser elektriciteitsvraag	8,4	21,0	26,3
Extra vraag datacenters 2030 (c)	2,3	2,3	2,3
Extra vraag gebouwde omgeving 2030 (d)	8,4	10,5	10,5
Extra vraag mobiliteit 2030 (e)	12,4	14,6	27,7
- Waarvan directe elektriciteitsvraag	12,4	14,6	14,6
- Waarvan elektrolyser elektriciteitsvraag			13,1
Extra vraag landbouw 2030 (f)	2	2	2
Totale elektriciteitsvraag 2030 (g = a+b+c+d+e)	163,7	187,7	206,1
- Waarvan directe elektriciteitsvraag	155,3	166,7	166,7
- Waarvan elektrolyser elektriciteitsvraag	8,4	21,0	39,4
Electriciteitsvraag 2030 o.b.v. Klimaatakkoord (h)	120	120	120
Extra opgave (g-h)	43,7	67,7	86,1

²⁸ Bij het Klimaatakkoord is al rekening gehouden met een toename van de elektriciteitsvraag met 12 TWh naar 120 TWh. Daarom is onderaan de tabel de extra elektriciteitsvraag ten opzichte van 120 TWh weergegeven.

Tekstbox 3 – Significante onzekerheden elektriciteitsvraag

- Vooral in de industrie is de verhouding tussen emissiereductie door elektrificatie en door CCS een belangrijke onzekerheid. Dat geldt in het algemeen en komt daarnaast ook specifiek naar voren bij de plannen van Tata Steel. Recent heeft Tata Steel haar plannen gewijzigd van een CCS route naar een route voor toepassing van groene waterstof (met bijbehorende elektriciteitsvraag). Hoe de emissiereductie van Tata Steel vorm krijgt kan een groot effect hebben op de elektriciteitsvraag.
- RED III vereist dat 50% van het finale industriële gebruik van waterstof in 2030 groene waterstof is. Daarmee is de mogelijkheid om de emissies van het bestaande finale industriële verbruik van waterstof te reduceren door gebruik van blauwe waterstof (CCS) beperkt. Er is nog veel onduidelijkheid over de precieze reikwijdte van deze bepaling en de ontwikkeling van het waterstofgebruik in de industrie. Ook gaat het nog om een voorstel dat nog niet definitief is.
- De inschatting van het emissiedoel voor de gebouwde omgeving in het 55%-scenario ligt in de analyse van de stuurgroep extra opgave aanzienlijk hoger dan in een recente brief van het Ministerie van Economische Zaken en Klimaat. Een sterkere emissiereductie in de gebouwde omgeving kan zich vertalen in een hogere elektriciteitsvraag, maar er zijn ook alternatieven door een hogere inzet op energiebesparing of de inzet van andere energiebronnen (groen gas, geothermie).

De elektriciteitsvraag passend bij het reductiedoel van 49% uit het Klimaatakkoord komt uit op 164 TWh. In geval van aanscherping van het reductiedoel naar 55% volgt een totale elektriciteitsvraag van 188 TWh. De specifieke elektrificatiedoelstellingen in RED III hebben effect op de elektriciteitsvraag uit de industrie en mobiliteit (waaronder ook internationale lucht- en scheepvaart) en doen het totaal verder oplopen naar 206 TWh.

De ontwikkeling van de elektriciteitsvraag in elk van de drie scenario's is onzeker. De onzekerheid is het gevolg van het feit dat er naast elektrificatie ook andere mogelijkheden zijn om emissiereductie te bereiken, zoals energiebesparing, CCS en reductie van de uitstoot van andere broeikasgassen dan CO₂ (methaan, lachgas). Ook is het mogelijk dat bepaalde industrieën sluiten omdat de productiekosten buiten Nederland lager zijn. Er is daardoor geen één-op-één relatie tussen een bepaalde emissiereductiedoelstelling en de elektriciteitsvraag. De belangrijkste onzekerheden zijn opgenomen in Tekstbox 3.

3.1.2 *Electriciteitsaanbod*

Voor het elektriciteitsaanbod in 2030 gaan we in deze notitie uit van de inschatting als opgesteld in de KEV 2021 en de recente aankondiging van 10 GW extra wind op zee van het Ministerie van Economische Zaken en Klimaat (Ministerie van Economische Zaken en Klimaat, 2021).²⁹ Daarbij wordt 6 GW extra wind op zee verwacht in 2030 en nog eens 4 GW extra wind op zee in 2031.

²⁹ In Appendix A wordt de hier gehanteerde inschatting nader toegelicht.

Tabel 8: De raming voor elektriciteitsproductie voor 2030/2031 volgens de Klimaat- en Energieverkenning 2021 en de aanvullende wind op zee ambities zoals bekend gemaakt door het Ministerie van Economische Zaken en Klimaat

Opwek technologie	Opbrengst 2030	Opbrengst 2031
	TWh	TWh
Wind op zee 2030 (11,5 + 6 GW)	77	77
Extra wind op zee 2031 (4 GW)		18
Wind op land	23	23
Zon-PV (>15 kW)	13	13
Zon-PV (<15 kW)	10	10
Biomassa	3,2	3,2
Nucleair	3,5	3,5
Fossiel (CCGT en JV WKK)	35	35
Totaal binnenlandse elektriciteitsproductie	164,7	182,7

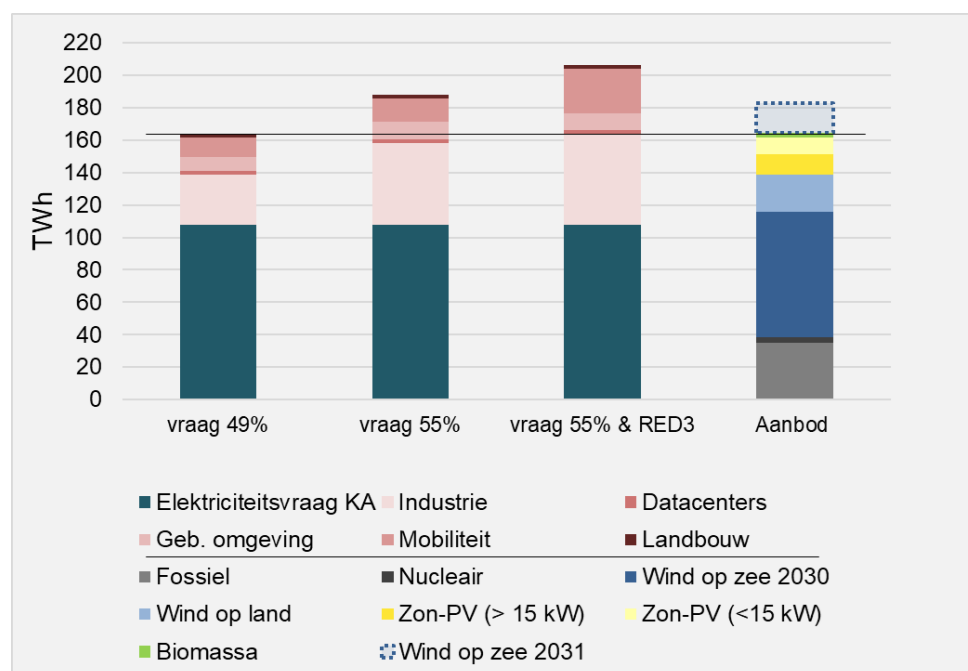
Tabel 8 geeft een overzicht weer. Uit het overzicht kan opgemaakt worden dat in 2030 een totale opbrengst van 165 TWh verwacht mag worden, terwijl in 2031 de aanvullende 4 GW wind op zee het totaal op 183 TWh brengt. In dit overzicht is uitgegaan van de fossiele elektriciteitsproductie van *Combined Cycle Gas Turbines* (hierna CCGT's) en Joint Venture WKK's conform de raming in KEV 2021 voor 2030. Voor CCGT's veronderstellen we dan een rendement van 60%, terwijl voor de Joint Venture WKKs met een thermisch rendement 30% en een elektrisch rendement van 50% bij een toewijzing van 50% van de emissies aan de elektriciteitsproductie.

Daarmee resulteert ongeveer 12,3 Mton CO₂-eq. aan BKG-emissies voor de elektriciteitssector. Dit ligt ongeveer op het niveau van de BKG-emissiereductie opgave voor de elektriciteitssector in het Klimaatakkoord. Hierbij merken we op dat bij de raming in de KEV 2021 wel gewezen wordt op een tweetal grote onzekerheden, te weten de invloed van import en export en de ontwikkelingen rond Tata Steel in relatie tot de Velsen-centrales.

De aanscherping van de restemissies voor de elektriciteitssector van 12,4 naar 6,1 Mton betekent dat de emissieruimte voor fossiele elektriciteitsproductie circa 50% kleiner wordt. In plaats van 35 TWh kan dan mogelijk nog maar 17 TWh fossiel opgewekt worden.

3.1.3 Verschil vraag en aanbod

Op basis van voorgaande verkenning van de vraag en het aanbod kunnen we het verschil tussen de vraag en het aanbod in kaart brengen. Figuur 1 geeft een overzicht. Uit de figuur kan opgemaakt worden dat de extra opgave van ongeveer 44 TWh voor de 49% reductiedoelstelling net gehaald zou worden met de raming van de elektriciteitsproductie voor 2030. Het navolgende jaar wordt nog 4 GW extra wind op zee voorzien, waarmee 18 TWh aanvullende productie van CO₂-vrije elektriciteit wordt gerealiseerd. Wel moet worden opgemerkt dat voor verschillende sectoren verwacht mag worden dat elektrificatie in de jaren na 2030 doorzet, zodat ook de elektriciteitsvraag in 2031 naar verwachting hoger zal liggen dan in 2030.



Figuur 1: Inschatting van de elektriciteitsvraag in 2030 bij drie verschillende reductiedoelstellingen (49%, 55% en 55% + RED III) en het elektriciteitsaanbod in 2030 en 2031 op basis van vastgesteld, voorgenomen en aangekondigd beleid.

Verder blijkt uit de figuur dat de extra elektriciteitsvraag voor een reductiedoelstelling van 55% significant hoger kan uitvallen. In dat geval schiet de geraamde elektriciteitsproductie in zowel 2030 als 2031 tekort. Voor 2030 kan het tekort oplopen tot 23 TWh, terwijl dat in 2031 nog een tekort van 5 TWh oplevert. In beide gevallen kan daar nog 18 TWh bijkomen als gevolg van RED III, waardoor het tekort uitkomt op 41 TWh in 2030 en 23 TWh in 2031.

Dergelijke tekorten leiden bij invulling door fossiele productie uit CCGT's en joint venture WKK's tot een grote overschrijding van de restemissies met grofweg 8 tot 14 Mton in 2030. Om te voorkomen dat het tekort voor 2030 tot een overschrijding van de restemissies van 12,4 Mton leidt is er 23 tot 41 TWh aan aanvullende CO₂-vrije elektriciteit of import nodig. De door het Ministerie van Economische Zaken en Klimaat voorgestelde indicatieve stuurwaarde van 6,1 Mton aan restemissies zou daarbovenop nog ongeveer 18 TWh aan aanvullende CO₂-vrije elektriciteit vergen om de geraamde inzet van fossiele brandstoffen voor elektriciteitsproductie te vervangen.

3.2 Vermogensbalans

In het vorige hoofdstuk hebben we vraag, aanbod en het verschil daartussen op jaarbasis in kaart gebracht. De conclusie is dat in twee van de drie scenario's het binnenlandse aanbod onvoldoende is om de volledige vraag te dekken. Vraag en aanbod moeten echter niet alleen op jaarbasis in balans zijn, maar voor elk moment in het jaar. Deze vermogensbalans stelt gewoonlijk hogere eisen aan de geïnstalleerde vermogens: in uren met weinig wind en zon zal veel stuurbaar productievermogen worden gevraagd in aanvulling op wind en zon, terwijl in uren met veel wind en zon juist veel flexibel vraagvermogen nodig zal zijn om wind en zonne-energie zinvol toe te passen.

Als startpunt voor het bepalen van de vermogensbalans gebruiken we het COMPETES model dat ook voor de KEV 2021 wordt toegepast, inclusief de bijbehorende uitgangspunten voor vraag en aanbod zoals gehanteerd in deze publicatie. Om een beeld te schetsen van de ontwikkeling van de vermogensbalans gaan we uit van het extremere vraagscenario van 55% + RED III, zoals beschreven in voorgaande paragrafen en achterliggende bronnen. De wind op zee verwachting als gehanteerd in de KEV 2021 hebben we aangevuld met de recentelijk aangekondigde extra 10 GW.

Een groot deel van de extra vraag die ontstaat door elektrificatie is in potentie flexibel. Door vraagrespons van E-boilers, electrolyzers, EV's en warmtepompen kan de vraag reageren op het aanbod, van met name wind en zon. Om een goed beeld te krijgen van de verdeling van de extra vraag van deze technologieën over het jaar moeten we rekening houden met de mogelijkheid voor vraagrespons.

Voor de vier genoemde technologieën houdt COMPETES rekening met de mogelijkheid voor vraagrespons. Echter, om ervoor te zorgen dat de totale vraag van deze technologieën aansluit op de totale vraag zoals geïnventariseerd in 3.1.1 zijn er wel een aantal aandachtspunten die tot verschillen leiden of waarvoor we correcties hebben doorgevoerd:

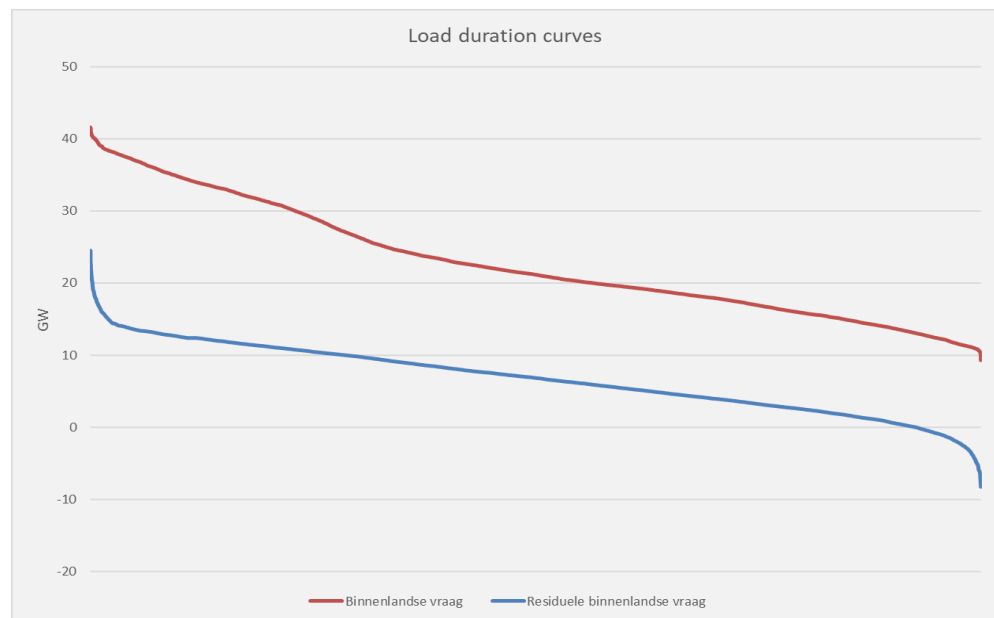
- Voor power-to-heat in de industrie gaat COMPETES uit van een combinatie van een E-boiler en een gasboiler, i.e. een hybride set-up. Een baseload warmtevraag moet worden geproduceerd door ofwel de E-boiler ofwel de gasboiler. COMPETES gaat kiest voor elk uur de inzet op basis van de variabele kosten van respectievelijk de E-boiler en de gasboiler. De aangenomen gasprijs is daarom een belangrijke input die mede bepaalt of de E-boiler of gasboiler wordt ingezet. De resultaten van de modellering laten een iets lager aantal vollasturen voor de E-boiler zien (circa 2100) dan waar de analyse van de stuurgroep extra opgave van uit is gegaan (circa 3000). Als gevolg daarvan is ook de totale elektriciteitsvraag in de COMPETES-resultaten lager (15,5 TWh) dan waar het 55%+RED III scenario van uitgaat (21,3 TWh).
- Voor power-to-hydrogen voor zowel de industrie als de mobiliteit (inclusief bunkering) geldt een verplichte afname van groene waterstof. De totale vraag van 39,4 TWh voor de productie van groene waterstof is dus een randvoorwaarde. Feitelijke inzet van elektrolyse bleek bij de marktsimulatie significant lager uit te vallen dan de 3500 draaiuren die in de extra opgave documenten werden verondersteld. Om te komen tot inzet waarmee de vraag naar groene waterstof wel wordt bediend hebben daarom (i) bepaald welke uren gunstig zijn voor elektrolyse op basis van flexibele inzet, en vervolgens (ii) inzet van een opgesteld elektrolysevermogen van 11,2 GW_e gefixeerd op basis daarvan.
- We zijn ervan uitgegaan dat de extra elektriciteitsvraag voor de mobiliteit (behalve extra vraag voor productie van groene waterstof) zijn we ervan uitgegaan dat de vraag van 14,6 TWh volledig vraag voor EV's is. Voor EV's bevat COMPETES de mogelijkheid om vraag in de tijd te verschuiven binnen bepaalde randvoorwaarden (load shifting). Dan kan met zowel grid-to-vehicle en vehicle-to-grid. We zijn er daarbij uitgegaan dat slechts een klein deel van de EV's werkelijk flexibel is, omdat er in werkelijkheid de nodige beperkingen zijn voor flexibel laden. Met name de beschikbare netcapaciteit op lagere netvlakken zal hier naar verwachting beperkend zijn (E-laad, 2021).

- Warmtepompen kunnen tot op zekere hoogte flexibel zijn door eerder of later aan te gaan. Het is bijvoorbeeld mogelijk om een huis al eerder te verwarmen dan nodig op het moment dat er veel wind of zon is (met name wind). Met name in goed geïsoleerde huizen kan de vraag zo één of twee uur opschuiven (adviesbureau BDH, 2022).

In Figuur 2 worden de belastingduurkrommen voor vraag en residuele vraag (in dit geval vraag minus wind en zon, en minus biomassa en nucleair) op basis van het scenario voor 55% CO₂-emissiereductie & RED III weergegeven. Uitgaande van flexibele vraag volgt voor vermogensbalans dat de piekvraag op kan lopen tot boven de 30 GW, terwijl de residuele vraag tot 25 GW oploopt.

Daarmee zou de behoefte aan stuurbaar vermogen ongeveer op het huidige beschikbare stuurbare vermogen blijven liggen. De beschikbaarheid daarvan wordt echter significant krappere bij de geplande uitfasering van 4 GW aan kolengestookt vermogen en gasgestookt (WKK) vermogen, en kan gaan teruglopen tot onder de 20 GW (zie bijvoorbeeld (TenneT, 2021)). Daarmee zou dus behoefte aan aanvullend stuurbaar vermogen ontstaan.

Verder valt op dat de residuele vraag voor veruit het grootste deel van de tijd positief is (>8000 uur) maar voor het overige negatief en terugloopt tot -9 GW. Dergelijk overvloedig aanbod van wind en zon kan voor een (groot) deel haar weg gaan vinden naar het buitenland, gegeven de interconnectiecapaciteit van 10 GW die tegen 2030 verwacht wordt. Bij gelijktijdige overschotten aan hernieuwbaar in omliggende landen wordt dit potentieel beperkt en kan ruimte voor extra flexibele vraag, opslag of curtailment ontstaan.



Figuur 1: Belastingduurkrommen voor de binnenlandse vraag op basis van de extra vraag en de residuele vraag (vraag minus wind en zon, en minus biomassa en nucleair) op basis van de extra vraag en het aanbod van wind en zon.

3.3 Transportbalans

Naast de elektriciteitsbalans en de vermogensbalans zal ook de transport- en distributiecapaciteit beschikbaar moeten zijn om de aanvullende vraag als geschetst in de extra opgaven te kunnen koppelen. De gevolgen van de extra opgaven voor de transportbalans zijn binnen het bestek van deze notitie slechts kwalitatief te duiden.

Voor industrie zou ongeveer 30 à 55 TWh extra vraag met ongeveer 1 GW basislast en 10 GW tot 15 GW flexibel vermogen (conform het advies van de stuurgroep extra opgave, aangevuld met de Tata Steel plannen en RED III) verzwarende van koppelingen naar de clusters vergen. De lopende trajecten in het Meerjarenprogramma Infrastructuur Energie en Klimaat (hierna MIEK) zullen hier verder invulling aan moeten geven. Daarbij zal in ieder geval verzwarende van de HS-MS verbindingen en de netaansluitingen in de industriële clusters nodig zijn. Daar staat tegenover dat flexibele vraag vanuit de industrie in de havengebieden ook een oplossing kan zijn voor eventuele transportknelpunten tussen aanlanding van wind op zee en het achterland. Flexibele industriële vraag die gebruik maakt van deze elektriciteitsproductie kan de capaciteitsbehoefte voor doorzet naar het achterland verminderen. Beperking van benodigde verzwarende naar het achterland via deze route vergt mogelijk wel een voorwaardelijke aansluiting voor flexibele industriële vraag, zodat hoge vermogensaanvoer vanuit het achterland in windstille (maar bijvoorbeeld zonnige) periodes vermeden wordt.

In geval van de datacenters met 2,3 TWh extra vraag loopt de vermogensvraag op met 0,9 GW aansluitvermogen. Uitgaande van een gemiddelde belasting graad van ongeveer 30%, conform de extra opgave. In geval van hyperscale eenheden met grote vermogensvraag op veelal grotere afstand van het hoogspanningsnet (in met name Groningen, Flevoland en de Kop van Noord-Holland) vormt netinpassing een grote uitdaging. Colocation datacenters zoeken de nabijheid van data infrastructuur nabij de regio Metropoolregio Amsterdam, waar nu al sprake is van beperkingen met betrekking tot nieuwe aansluitingen.

Voor de gebouwde omgeving wordt in een extra opgave van 8,4 TWh geschetst voor het Klimaatakkoord en tot 10,5 TWh op basis van het Coalitieakkoord en FF55 pakket. Deze elektrificatie vergt uitgebreide verzwarende op LS-netten, waar bandbreedte bepaald wordt door de winterpiekvraag van de warmtepompen voor de geraamde 1,1 mln. woningen die op een *all-electric* warmtevoorziening over zouden gaan. De transitievisie warmte en het wijkuitvoeringsplan kunnen bijdragen aan de planbaarheid van de benodigde netverzwaringen.

Voor mobiliteit zal 12,4 tot 14,6 TWh extra directe elektriciteitsvraag met name gevolgen hebben voor koppelingen naar lagere netvlakken, waar de laadinfrastructuur (1,7 mln. laadpunten) zal toenemen. De vermogensvraag van ongestuurd laden is met 4 à 11 kW significant hoger dan de 1 à 1,5 kW doorlaatvermogen per huishouden op de wijktransformator. Dat perspectief leidt tot groeiende zorg over hotspots in buurten met hoge inkomens, duurdere woningen met private parkeergelegenheid, en een hoog autobezit (E-laad, 2021), maar ook een toenemende behoefte op de bestaande 3500 bedrijventerreinen en laadhubs langs snelwegen. Slim laden voor personenvervoer gericht op beperking van congestie biedt goede kansen om de benodigde netverzwaring te beperken.

Ook in geval van glastuinbouw vormt de transportcapaciteit een zorg. Op de koppelingen HS-MS koppelingen richting de glastuinbouwgebieden zouden transportstromen sterk veranderen in geval van een combinatie van toenemende vraag en afnemende lokale (WKK) productie.

3.4 Oplossingsrichtingen

Uit voorgaande wordt duidelijk dat de extra opgave zal leiden tot een sterke toename van de vraag naar elektriciteit in 2030. In geval van de 49% BKG-reductiedoelstelling kan de toename net worden ingevuld door de 6 GW extra wind op zee in 2030 die voorzien wordt vanuit de versnellingsopgave. Aangezien de aanvullende productie CO₂-vrij is, kan dat bovendien binnen de grenzen van de huidige BKG-emissiereductiedoelstelling voor elektriciteit van 12,4 Mton per jaar.

Uitgaande van de aanscherping van de reductiedoelstelling tot 55% zoals aangekondigd in het coalitieakkoord zal de vraag naar elektriciteit echter nog sterker toenemen. In dat geval schiet de geraamde elektriciteitsproductie voor 2030 tekort, en zal aanvullende elektriciteitslevering nodig zijn. Dit zal CO₂-vrij moet zijn om de huidige reductiedoelstelling te behalen. Bij aanscherping van de sectorale doelstelling voor elektriciteitsproductie op basis van de stuurwaarde van 6,1 Mton per zoals recentelijk geschetst door het kabinet, vergt dat bovendien extra CO₂-vrije elektriciteit om de geraamde elektriciteitsproductie uit fossiele brandstoffen verder terug te brengen.

Op basis van de vermogensbalans blijkt verder dat de vermogensvraag beperkt oploopt tot ongeveer 25 GW. Met de voorgenomen uitfasering van 4 GW kolengestookt vermogen en mogelijk teruglopende bijdragen van gasgestookt (WKK) vermogen ontstaat daarmee behoefte aan aanvullend stuurbaar vermogen.

Voor wat betreft de transportbalans laat het voorgaande overzicht zien dat ook de opgave voor elk van de vraagsectoren haar eigen uitdagingen kent. De netinpassing zal grote inspanningen vergen die substantieel verder reiken dan we in de afgelopen decennia hebben gezien. Dit onderstreept het belang van de verschillende programma's die in ontwikkeling zijn rond netinpassing, zoals het MIEK en lopende inspanning rond programmeren en prioriteren van infrastructuur ontwikkeling.

Invulling van de elektriciteitsvraag boven de geraamde 165 TWh aan nationale elektriciteitsproductie is haalbaar met een verwachte importcapaciteit van 10 GW (i.e. jaarlijks tot 87,6 TWh). Import zal echter sterk afhangen van de buitenlandse elektriciteitsprijzen in vergelijking tot de kosten van grijze elektriciteitsproductie in Nederland. Bovendien wordt Nederland daarmee afhankelijk van buitenlandse elektriciteitsproductie, waar in de monitoring leveringszekerheid uitgegaan wordt van voldoende binnenlandse elektriciteitsproductie (TenneT, 2021). Alternatief zou via import ook invulling kunnen worden gegeven aan de geschetste groei van groene waterstofvraag. De nationale elektriciteitsbehoefte kan dan in geval van het reductiedoel van 49% met 8 TWh teruggebracht worden, terwijl dat het in geval van het reductiedoel van 55% om 21 TWh zou gaan en in geval van 55% + RED III zelfs om 39 TWh lagere elektriciteitsvraag. Daarmee wordt in alle gevallen bijna het

volledige tekort vermeden.³⁰ Volgens de huidige inzichten is een iets beperktere – maar nog steeds omvangrijke – import vanaf 2025 mogelijk haalbaar met een verwacht volume van minimaal 0,2 Mton (i.e. 11 TWh aan elektriciteit) en groei naar 0,4 Mton (23 TWh aan elektriciteit) in 2030 (CE Delft & TNO, 2022).

Gaan we ervan uit dat alle gevraagde elektriciteit en groene waterstof in Nederland geproduceerd wordt, dan vergen de gevonden tekorten aanvullende CO₂-vrije productie. Oplossingsrichtingen zijn dan beperkt tot hogere inzet op elektriciteit uit wind en zon, elektriciteit uit biomassa, elektriciteit uit hernieuwbaar gas en tot slot toepassing van *precombustion* (blauwe waterstof) - of *postcombustion* CCS in elektriciteitsproductie.³¹ Voor elk van deze opties zijn er echter beperkingen, waardoor de mogelijkheden om het tekort te overbruggen ook beperkt zijn:

- Zon en wind op land: In het Klimaatakkoord is afgesproken dat er 35 TWh elektriciteitsproductie van wind en grootschalige zon op land komt. De regionale energiestrategieën voeren dit uit. Op 1 juli 2021 zijn de regionale energiestrategieën 1.0 (kortweg de RES'en) afgerond en vervolgens geanalyseerd door het PBL. Het aanbod van de verschillende regio's telt op tot 55,1 TWh (PBL, 2021). Het PBL houdt echter een bandbreedte van 35 tot 46 TWh aan. Daarbij merkt het PBL onder meer op dat de netcapaciteit een beperking vormt voor de realisatie van projecten. Netbeheerders hebben in reactie op de RES'en aangegeven dat meer dan 35 TWh op land niet realistisch is (Netbeheer Nederland, 2021). Hoewel er op basis van de RES'en dus meer dan 35 TWh mogelijk lijkt, vormt de netcapaciteit een beperking voor meer zon en wind op land. Deze beperking hangt overigens samen met de beoogde verhouding tussen wind en zon; een proportioneel hogere inzet op wind op land kan mogelijk tot verbeterde inpasbaarheid bijdragen en het potentieel inpasbare vermogen verhogen. Deze richting levert mogelijk een bijdrage aan de energiebalans, maar niet voor de vermogensbalans. Hiervoor is aanvullend stuurbaar vermogen nodig.
- Wind op zee: Er is in Nederland nog veel potentie voor de groei van wind op zee. De analyse van het aanbod houdt echter al rekening met een zeer sterke groei van wind op zee. Voor de aankondiging van 10 GW extra wind op zee door het Ministerie van Economische Zaken en Klimaat heeft TenneT aangegeven dat het hooguit mogelijk is om 6 GW extra in 2030 te realiseren en 4 GW in 2031. Het lijkt er dus op dat er geen mogelijkheden meer zijn om voor 2031 extra windparken op zee aan te sluiten op het landelijke elektriciteitsnet. Een optie is wellicht om op zee direct waterstof te produceren, omdat daarmee de aansluiting op het elektriciteitsnet niet nodig is en een groot deel van de elektriciteitsvraag vraag voor de productie van groene waterstof is.

³⁰ In het 49%-scenario sluit de totale vraag van 164 TWh al aan op het totale aanbod (exclusief extra aanbod van wind op zee in 2031) van 165 TWh. De vraag van 164 TWh bevat 8 TWh vraag voor de productie van groene waterstof. Import van groene waterstof zou dus leiden tot een 8 TWh lagere elektriciteitsvraag en tot een overschot van productie ten opzichte van de vraag. In het 55%-scenario is de totale vraag 188 TWh, waarvan 21 TWh voor de productie van groene waterstof. Het tekort van 23 TWh (188 TWh minus 165 TWh) zou bijna helemaal verdwijnen bij volledige import van groene waterstof. In het 55%+RED3-scenario is de totale vraag 206 TWh, waarvan 39 TWh voor de productie van groene waterstof. Het tekort van 41 TWh (206 TWh minus 165 TWh) zou dus ook in dit scenario bijna helemaal verdwijnen bij volledige import van groene waterstof.

³¹ Opslag biedt geen oplossing voor een tekort op de energiebalans.

- Biomassa: Elektriciteitsproductie uit biomassa is een mogelijkheid die vooral beperkt wordt door (i) het potentieel voor de ombouw van bestaande kolencentrales, (ii) de beschikbaarheid van duurzame biomassa. Daarnaast is een uitgangspunt om, gegeven de beperkte beschikbaarheid van duurzame biomassa, het beperkte potentieel niet aan te wenden voor laagwaardige toepassingen zoals elektriciteitsproductie (Sociaal-economische Raad, 2020). Tegenover het bezwaar van de inzet van biomassa voor een laagwaardige toepassing als elektriciteitsproductie, staat de mogelijkheid om negatieve emissies te realiseren (BECCS) of de biogene CO₂ te gebruiken voor de productie van synfuels. Ombouw van kolencentrales naar biomassa (eventueel in combinatie) met CCS is dus een optie die mogelijk is, maar waarvoor met name de maatschappelijke acceptatie van biomassa inzet voor elektriciteitsproductie een beperking vormt.
- Hernieuwbaar gas: Hernieuwbaar gas kan worden ingezet in aardgascentrales voor de productie van elektriciteit. De opties lijken daarbij beperkt tot inzet van groen gas in bestaande aardgascentrales of inzet van groene waterstof in omgebouwde aardgascentrales. Inzet van groene waterstof in gascentrales is echter geen oplossing voor een tekort op de energiebalans, omdat voor de productie van groene waterstof hernieuwbare elektriciteit nodig is.³² Inzet van groen gas kan in theorie wel een oplossing zijn voor het energiebalanstekort. In de praktijk is het potentieel echter beperkt. Volgens de huidige inzichten zal tegen 2030 ongeveer 2 bcm (zie (CE Delft, 2018) ofwel 20 TWh aan Nederlandse groengas productie kunnen worden gerealiseerd, waarbij er in het Klimaatakkoord van uit wordt gegaan dat deze vooral gealloceerd wordt aan de gebouwde omgeving voor verwarming.¹ Uitgaande van een efficiëntie van circa 60% zou het volledige groen gas potentieel tot hooguit 12 TWh elektriciteitsproductie kunnen leiden.
- Precombustion CCS: Een mogelijkheid is om gascentrales geschikt te maken voor de verbranding van waterstof in combinatie met blauwe waterstof. Dit wordt ook wel precombustion CCS genoemd, omdat de koolstofatomen voor de verbranding uit het aardgas of restgassen verwijderd en opgeslagen worden. Verder is de techniek van inzet van waterstof in gascentrales nog in ontwikkeling, en is de mogelijkheid tot opschaling voor 2030 geen gegeven.
- Postcombustion CCS: CCS kan ook direct bij gas- of kolencentrales worden toegepast. In geval van gasgestookt vermogen is dit een relatief kostbare oplossing, i.v.m. de relatief lage concentraties in de uitlaatgassen. Dit is bovendien minder kosten effectief, omdat in een elektriciteitssysteem met veel wind en zon gascentrales steeds minder vullend hebben terwijl CCS infrastructuurkosten hoog liggen. De koleneenheden zullen voor 2030 worden uitgefaseerd. In combinatie met ombouw van de koleneenheden naar biomassa is postcombustion CCS wel een optie.

Het hier geschetste overzicht verdient aanscherping, maar een combinatie van oplossingsrichtingen zal noodzakelijk zijn om invulling te geven aan de extra opgaven op basis van het coalitieakkoord en de RED-herziening.

³² Inzet van groene waterstof bij elektriciteitsproductie is in feite een vorm van elektriciteitsopslag en heeft dus een rol bij de vermogensbalans.

4 Conclusies

Emissiereductie in de sectoren industrie, mobiliteit, gebouwde omgeving en landbouw is mogelijk door elektrificatie. Elektrificatie leidt tot een toename van de elektriciteitsvraag. Bij de totstandkoming van het Klimaatakkoord is men voor het beleid om emissiereductie in de elektriciteitssector te realiseren uitgegaan van een beperkte extra elektriciteitsvraag door elektrificatie met 12 TWh, waarmee de totale elektriciteitsvraag in 2030 uit zou komen op 120 TWh. Daarbij werd destijds al onderkend dat nadere analyse van de extra vraag als gevolg van elektrificatie nodig was.

Verschillende sectorale stuurgroepen extra opgave hebben inmiddels de toename van de elektriciteitsvraag in kaart gebracht. Ook zijn de emissiereductiedoelstellingen sinds de totstandkoming van het Klimaatakkoord verhoogd (zowel nationaal als Europees) en zijn er voorstellen (RED III) die inzetten op indirecte elektrificatie (groene waterstof). Dit leidt ertoe dat een sterk toenemende vraag in 2030 verwacht mag worden. Bij een nationaal 49%-reductiedoel verwachten we een elektriciteitsvraag in 2030 van 164 TWh. Bij een 55%-reductiedoel neemt dit verder toe naar 188 TWh. Als we ook rekening houden met de elektrificatie-eisen in RED III neemt de vraag nog verder toe naar 206 TWh.

De sterk toenemende elektriciteitsvraag leidt tot een tekort aan binnenlandse elektriciteitsproductie ten opzichte van de verwachte binnenlandse vraag. Als we uitgaan van het aanbod van elektriciteit op basis van de KEV 2021 en daar de aangekondigde plannen voor 6 GW extra wind op zee in 2030 en 4 GW extra wind op zee in 2031 bij optellen, komt het totale elektriciteitsaanbod op ongeveer 183 TWh. Ten opzichte van de vraag in het 55%+RED III-scenario ontstaat dus een tekort van ongeveer 23 TWh. Daarbij is nog geen rekening gehouden met het feit dat de restemissies van de elektriciteitssector op basis van de KEV2021 met 12,3 Mton hoger zijn dan de stuurwaarde van 6,1 Mton restemissies waar het Ministerie van Economische Zaken en Klimaat haar beleid op zal baseren. Met minder toegestane restemissies zal het aanbod van fossiele elektriciteitsproductie met nog ongeveer 17 TWh af kunnen nemen, waardoor het tekort toeneemt. Om dit tekort te overbruggen zijn er verschillende mogelijkheden, zoals:

- Import van groene waterstof of elektriciteit; en
- Verhogen van de binnenlandse productie van elektriciteit door in te zetten op meer wind, zon, biomassa, groen gas en CCS (waaronder blauwe waterstof).

Voor elk van deze opties zijn er beperkingen, zoals de beschikbaarheid van voldoende transportcapaciteit of de beschikbaarheid van hernieuwbare brandstoffen (houtige biomassa en groen gas). Vergroten van de importafhankelijkheid (voor waterstof of elektriciteit) vergroot logischerwijs de afhankelijkheid van het buitenland en kan tot hogere prijzen leiden. Het zal dus nodig zijn om barrières te slechten.

Op basis van de vermogensbalans, valt op dat de piekvraag op kan lopen tot boven de 30 GW en de residuele vraag tot 25 GW. Daarmee zou de behoefte aan stuurbaar vermogen ongeveer op het huidige beschikbare stuurbare vermogen blijven liggen. De beschikbaarheid daarvan wordt echter significant krappere bij de geplande uitfasering van 4 GW aan kolengestookt vermogen en voornemens voor

sluiting van gasgestookt (WKK) vermogen. Daarmee zou dus behoefte aan aanvullend stuurbaar vermogen ontstaan.

De transportcapaciteit die nodig is om vraag en aanbod te verbinden vormt voor zowel de toename van de vraag als de toename van het aanbod een uitdaging. De lopende trajecten CES/MIEK/PIDI en oriëntatie op prioriteren & programmeren bieden aanknopingspunten voor een aanpak voor aansluiting van de industrie. Ook voor de overige sectoren is inmiddels duidelijk aan het worden dat er forse knelpunten kunnen gaan ontstaan in netwerkcapaciteit. Planmatige programma's zijn in de meeste gevallen wel in ontwikkeling, maar de relatie met netplanning lijkt daarin nog niet bestendigd.

Om invulling te geven aan de extra opgaven op basis van het coalitieakkoord en de RED-herziening zijn er beperkte mogelijkheden voor groei van CO₂-vrije elektriciteitsproductie. Mogelijkheden voor hernieuwbare elektriciteitsproductie worden beperkt door netinpassing, al is er mogelijk ruimte voor sterkere inzet op groei van wind op land. Dit levert echter geen bijdrage aan de vermogensbalans. Alternatieven voor stuurbare CO₂-vrije elektriciteitsproductie kennen elk hun beperkingen, voor elektriciteit uit biomassa (met name maatschappelijk draagvlak), elektriciteit uit hernieuwbaar gas (via de groene waterstofroute geen oplossing voor de energiebalans, en groengas potentieel is te beperkt), toepassing van precombustion CCS (inzet waterstof in gascentrales is beperkt schaalbaar) - of postcombustion CCS (bij afnemende inzet van thermisch vermogen is relatief kostbaar) in elektriciteitsproductie. Het hier geschetste overzicht verdient aanscherping, maar een combinatie van oplossingsrichtingen zal noodzakelijk zijn om invulling te geven aan de extra opgaven op basis van het coalitieakkoord en de RED-herziening.

5 Bibliografie

- adviesbureau BDH. (2022). *Installatiemonitor: praktijkpresentaties van warmtepompen*. Harderwijk: Maarten Hommelberg.
- Agentschap NL, CBS, ECN, PBL. (2012). *Berekening van de CO₂-emissies, het primair fossiel energiegebruiken het rendement van elektriciteit in Nederland*. Utrecht: Agentschap NL, CBS, ECN, PBL.
- AgentschapNL. (2010). *Protocol Monitoring Hernieuwbare Energie, update 2010 - Methodiek voor het berekenen en registreren van de bijdrage van hernieuwbare energiebronnen*. Utrecht: AgentschapNL.
- CBS. (2022, 4 7). *Elektriciteit geleverd aan datacenters, 2017-2020*. Opgehaald van <https://www.cbs.nl/>: <https://www.cbs.nl/nl-nl/maatwerk/2021/50/elektriciteit-geleverd-aan-datacenters-2017-2020>
- CE Delft & TNO. (2022). *50% green hydrogen for Dutch industry*. Delft: CE Delft.
- CE Delft & TNO. (2022). *50% green hydrogen for the Dutch industry - analysis of consequences of draft RED3*. Delft: CE Delft.
- CE Delft. (2018). *Contouren en instrumenten voor een Routekaart Groengas 2020 - 2050*. Delft: CE Delft.
- DNV GL & TNO. (2021). *Inschatting CO₂-emissiereductie extra opgave*. Arnhem: DNV GL.
- (2021). *Duurzaam verbonden - Cluster Energie Strategie Chemelot*. Geleen: Chemelot.
- ECN. (2011). *Berekening referentierendement voor de opwekking van elektriciteit*. Petten: ECN.
- ECN, CPB, RIVM, Novem. (2001). *Protocol monitoring energiebesparing*. Petten: ECN.
- E-laad. (2021). *Elektrisch rijden in stroomversnelling - Outlook Q3 2021*. Arnhem: E-laad.
- Europese Commissie. (2021). *Voorstel voor een Richtlijn van het Europese Parlement en de Raad tot wijziging van Richtlijn (EU) 2018/2001 van het Europees Parlement en de Raad, Verordening (EU) 2018/1999 van het Europees Parlement en de Raad en Richtlijn .* Brussel: Europese Commissie.
- Europese Unie. (2021). *Verordening (EU) 2021/1119 van het Europees parlement en van de Raad van 30 juni 2021 tot vaststelling van een kader voor de verwezenlijking van klimaatneutraliteit, en tot wijziging van Verordening (EG) nr. 401/2009 en Verordening (EU) 2018/1999*. Brussels: EU.
- FNV, Tata Steel & Roland Berger. (2021). *Haalbaarheidsstudie klimaatneutrale paden TSN IJmuiden*. Amsterdam: Roland Berger.
- (2019). *Klimaatakkoord*. Den Haag.
- Ministerie van Binnenlandse Zaken. (2019). *Ruimtelijke Strategie Datacenters*. Den Haag: Ministerie van Binnenlandse Zaken.
- Ministerie van Binnenlandse Zaken, Ministerie van Economische Zaken en Klimaat, RVO. (2021). *Inzicht in de extra benodigde warmtebronnen en elektriciteit voor de warmtevoorziening in de gebouwde omgeving in 2030*. Den Haag: Uitvoeringsoverleg klimaatakkoord - tafel Elektriciteit.
- Ministerie van Economische Zaken. (2014). *Structuurvisie Windenergie op Zee*. Den Haag: Ministerie van Economische Zaken.

- Ministerie van Economische Zaken en Klimaat. (2018). *Structuurvisie Windenergie op Zee, Duurzame ontwikkeling en beleid*. Den Haag: Ministerie van Economische Zaken en Klimaat.
- Ministerie van Economische Zaken en Klimaat. (2021, 12 10). *Kamerbrief over stand van zaken Carbon Capture and Storage (CCS)*. Opgehaald van <https://www.rijksoverheid.nl/>: <https://www.rijksoverheid.nl/documenten/kamerstukken/2021/12/10/kamerbrief-over-stand-van-zaken-ccs>
- Ministerie van Economische Zaken en Klimaat. (2021). *Kamerbrief Verkenning aanlanding wind op zee 2030 (VAWOZ)*. Den Haag: Ministerie van Economische Zaken en Klimaat.
- Ministerie van Economische Zaken en Klimaat. (2022, 2 11). *Kamerbrief over uitwerking coalitieakkoord onderdeel Klimaat en Energie*. Opgehaald van <https://www.rijksoverheid.nl/>: <https://www.rijksoverheid.nl/documenten/kamerstukken/2022/02/11/kamerbrief-over-uitwerking-coalitieakkoord-klimaat-en-energie>
- Ministerie van Economische Zaken en Klimaat. (2022, 02 11). *Uitwerking coalitieakkoord Klimaat en Energie*. Opgehaald van www.rijksoverheid.nl: <https://www.rijksoverheid.nl/documenten/kamerstukken/2022/02/11/kamerbrief-over-uitwerking-coalitieakkoord-klimaat-en-energie>
- Ministerie van Financien. (2021, 9 21). *Miljoenennota 2022*. Opgehaald van <https://www.rijksoverheid.nl/>: <https://open.overheid.nl/repository/ronl-6bd37f4c-5315-4b0b-8d6e-5aa02ceba0f1/1/pdf/00%20Miljoenennota.pdf>
- Ministeries van I&W, LNV, EZK, BZK. (2021). *Aanvullend ontwerp Programma Noordzee 2022-2027*. Den Haag: Ministeries van I&W, LNV, EZK, BZK.
- Ministerie van Economische Zaken en Klimaat. (2018). *Kamerbrief PBL-notitie "Kosten energie- en klimaattransitie in 2030 - update 2018"*. Den Haag.
- Netbeheer Nederland. (2021). *Monitor landelijke netimpact RES 1.0*. Den Haag: Netbeheer Nederland.
- PBL & TNO. (2019). *Decarbonisation options for the Dutch steel industry*. Den Haag: PBL & TNO.
- PBL. (2018). *Analyse voor het voorstel voor hoofdlijnen van het klimaatpakkoord*. Den Haag: PBL.
- PBL. (2019). *Het Klimaatpakkoord: effecten en aandachtspunten*. Den Haag: PBL.
- PBL. (2021). *Monitor RES 1.0, een analyse van de regionale energiestrategieën 1.0*. Den Haag: PBL.
- PBL, ECN, CBS & RVO. (2017). *Nationale energieverkenning 2017*. Den Haag: PBL.
- PBL, RIVM, RVO, TNO, CBS & Wageningen University Research. (2021). *Klimaat- en energieverkenning 2021*. Den Haag: PBL.
- Smart Delta Resources. (2021). *Cluster Energie Strategie Schelde-Deltaregio 1.0*. Vlissingen: Smart Delta Resources.
- Sociaal-economische Raad. (2020). *Biomassa in balans: een duurzaamheidskader voor hoogwaardige inzet van biograndstoffen*. Den Haag: Sociaal-economische Raad.
- Studiegroep Invulling klimaatopgave Green Deal. (2021). *Bestemming Parijs - Wegwijzers voor klimaatkeuzes 2030, 2040 en 2050*. Den Haag: Studiegroep Invulling klimaatopgave Green Deal.
- Stuurgroep Extra Opgave - mobiliteit. (2022). *Spijtvrij voorsorteren op zero-emissie mobiliteit*. Utrecht: Stuurgroep Extra Opgave - mobiliteit.

- Stuurgroep Extra Opgave. (2021). *Complementair Ontwikkelen*. Den Haag: Stuurgroep Extra Opgave.
- Taskforce Infrastructuur Klimaatakkoord Industrie. (2020). *Meerjarenprogramma Infrastructuur Energie en Klimaat 0.1*. Arnhem: DNV GL.
- Taskforce Infrastructuur Klimaatakkoord Industrie. (2020). *Meerjarenprogramma Infrastructuur Energie en Klimaat 1.0*. Arnhem: DNV GL.
- TenneT. (2021). *Rapport Monitoring Leveringszekerheid 2021*. Arnhem: TenneT.
- TKI E&I. (2021). *Routekaart industriële elektrificatie*. Amersfoort: TKI E&I.
- TNO & CBS. (2020). *The Dutch hydrogen balance, and the current and future representation of hydrogen in the energy statistics*. Amsterdam: TNO.
- TNO. (2020). *Towards a sustainable energy system for the Netherlands in 2050*. Amsterdam: TNO.
- TNO. (2022). *Impact 'FIT FOR 55' voorstel voor herziening RED*. Amsterdam: TNO.
- VVD, D66, CDA en ChristenUnie. (2021). *Omzien naar elkaar, vooruitkijken naar de toekomst - Coalitieakkoord 2021 – 2025*. Den Haag: VVD, D66, CDA en ChristenUnie.
- werkgroep van de CES Rotterdam-Moerdijk. (2021). *Cluster energie strategie industrie 1.0 cluster Rotterdam-Moerdijk*. Rotterdam: Havenbedrijf Rotterdam.

A Toelichting Wind op Zee

In de analyse in deze notitie gaan we uit van de KEV 2021 voor wind op zee, aangevuld met de extra opgave zoals aangekondigd door het Ministerie van Economische Zaken en Klimaat (Ministerie van Economische Zaken en Klimaat, 2021).

In de KEV 2021 is uitgegaan van de bestaande windparken en aankondigingen in de routekaart wind op zee 2030:

1. Bestaande parken van vóór de routekaart tellen met Egmond (108 MW), Amalia (120 MW), Luchterduinen (129 MW), Gemini (600 MW) op tot een gezamenlijke capaciteit van circa 1 GW;
2. De eerste fase 2020 – 2023 van de routekaart telt met Borssele (1,4 GW), Hollandse Kust zuid (1,4 GW), Hollandse Kust noord (0,7 GW) op tot een potentieel 3,5 GW (Ministerie van Economische Zaken, 2014);
3. De tweede fase 2024 – 2029 van de routekaart telt met Hollandse Kust west (1,4 GW), Ten noorden van de Waddeneilanden (0,7 GW), IJmuiden Ver (4 GW), 'nader te bepalen' (0,9 GW) op tot een potentieel van 7,0 GW (Ministerie van Economische Zaken en Klimaat, 2018).

De 'nader te bepalen' invulling van de aangegeven 0,9 GW in de tweede fase was nog niet vastgesteld in de routekaart ten tijde van publicatie van de KEV 2021, en in die zin telde het totaal aan aangewezen gebieden voor windparken op zee uit de routekaart op tot 10,6 GW. In de KEV 2021 is desondanks aangenomen dat de 0,9 GW 'nader te bepalen' invulling nog haar beslag zou krijgen, mede omdat er niet noodzakelijkerwijs nieuwe gebieden voor hoefden te worden aangewezen. Het totaal vermogen aan wind op zee in de KEV 2021 komt daarmee op 11,5 GW in 2030.

In het najaar van 2021 zijn in het Aanvullend ontwerp Programma Noordzee 2022-2027 (Ministeries van I&W, LNV, EZK, BZK, 2021) windenergiegebieden aangewezen/herbevestigd die nodig geacht werden om tot 2030 invulling te kunnen geven aan de 49% CO₂-reductiedoelstelling met 11,5 GW wind op zee. Ook werd hierin de extra opgave van 10 GW windenergievermogen, die noodzakelijk wordt geacht voor het halen van de 55% CO₂-reductiedoelstellingen van de EU. Met het Aanvullend Ontwerp werd met 16,7 GW meer ruimte aangewezen dan strikt noodzakelijk is. Dat biedt voldoende flexibiliteit om binnen die ruimte maximaal 10,7 GW te kunnen realiseren in de periode tot en met 2030.

Nadien werd in december 2021 aangekondigd dat op basis van o.m. de Verkenning aanlanding wind op zee 2030 (VAWOZ) ruimtelijke procedures werden gestart voor 12 GW voor IJmuiden ver noord, windenergiegebieden 1, 2 en 5. Verder was ook duidelijk geworden dat Hollandse Kust west – zuidelijk deel (0,7 GW) uit de tweede fase van de routekaart niet voor 2030 zou kunnen aanlanden, en werd er aangekondigd dat aanlanding in VAWOZ 2031-2040 verder zou worden verkend (Ministerie van Economische Zaken en Klimaat, 2021).

Tot slot werd in maart 2022 bekend gemaakt dat het kabinet drie nieuwe windenergiegebieden (Lageland, Nederwiek en Doordewind) had aangewezen en twee al aangewezen gebieden had herbevestigd (IJmuiden Ver noord, Hollandse Kust west – zuid), met een gezamenlijk potentieel vermogen van 10,7 GW, en wel 10 GW voor de versnellingsopgave en 0,7 GW om de oorspronkelijke doelstelling van 11,5 GW te halen.

Het totale vermogen volgen de routekaart en recente aankondigingen komt daarmee 10 GW hoger uit dan de veronderstellingen in de KEV 2021 op een totaal van 21,5 GW. Daarbij wordt overigens voorbijgegaan aan het feit dat Amalia en Egmond voor 2030 uit de vergunde periode lopen, en dat voortzetting van deze parken op dit moment geen gegeven is. Hierbij wordt verder uitgegaan van een opbrengst op basis 4500 draaiuren, waar de opbrengst in de praktijk al snel 10% tot 15% zal kunnen afwijken, in verband met turbine keuze (en verbetering van turbines), overplanting, zog-effecten tussen en binnen parken