

# It takes three to tango: Industriële elektrificatie, betaalbare duurzame elektriciteit en bijbehorende infrastructuur – Probleemanalyse

## Samenvatting

Het tijdig realiseren van de energietransitie betekent dat met grote(re) snelheid een veelheid aan onderling samenhangende veranderingen in het energiesysteem moeten worden doorgevoerd. Een concreet voorbeeld is elektrificatie door de industrie, meer aanbod van duurzame elektriciteit en meer en beter gebruikte elektriciteitsinfrastructuur. Deze veranderingen zullen niet op basis van individuele beslissingen van vragers en aanbieders van duurzame energie en netbeheerders en zonder ondersteunende overheidsmaatregelen tot stand komen. Diverse partijen (vragers, aanbieders en netbeheerders) pleiten daarom voor coördinatie en ondersteuning door de overheid op grond van duidelijke en consistente doelen en politieke keuzen die ervoor zorgen dat de energietransitie tijdig (dat wil zeggen conform afgesproken tijdpaden) en zo efficiënt mogelijk gerealiseerd wordt.

Tot op heden zijn er vooral veel plannen voor stimulering van de industriële vraag die nog geen impact in de praktijk hebben en soms zelfs nog uitgewerkt moeten worden, in tegenstelling tot het aanbod dat (in elk geval tot voor kort) mede werd gestimuleerd door overheidsmaatregelen. Het is echter niet aannemelijk dat (verdere) stimulering van het aanbod voldoende is om tot grotere vraag door de industrie te leiden: hier is onder meer voor nodig dat de elektriciteitsprijzen in de toekomst voldoende voorspelbaar zijn en enerzijds hoog genoeg om investeringen aan de aanbodzijde rendabel te maken, maar anderzijds laag genoeg om de investeringen aan de vraagzijde ten behoeve van elektrificatie rendabel te laten zijn. Er is nu nog geen concreet uitzicht op deze voorwaarde. De terugverdientijd van elektrificatie ten opzichte van alternatieven dreigt te worden vergroot door de stijgende netwerkkosten en mogelijke afschaffing van vrijstellingen voor de industrie. Daar komt bij dat Nederlandse bedrijven zich bevinden in een internationaal speelveld waardoor investeringen naar het buitenland kunnen gaan, als dat ten opzichte van opties zoals bijvoorbeeld elektrificatie, groene waterstof, import van duurzame energie, of CCS de beste optie lijkt te zijn.<sup>1</sup> Behoud van industrie voor Nederland vereist daarom een stabiel investeringsklimaat dat winstgevende investeringen in elektrificatie en in het aanbod van duurzame elektriciteit mogelijk maakt.<sup>2</sup> De afwegingen over het behoud van industrie in Nederland door uitzicht op rendabele investeringen hangen af van de verdeling van de totale kosten van het duurzame energiesysteem in de transitie. Deze kosten zijn vooralsnog hoger dan die van het bestaande voornamelijk fossiele energiesysteem (zolang de externe kosten daarvan niet voldoende in de energieprijzen tot uitdrukking komen) en moeten verdeeld worden over de samenleving. Ten behoeve van behoud van industrie in Nederland dient daarom

---

<sup>1</sup> Carbon capture and storage (CCS) en use (CCU). Hierna gebruiken we “CCS” voor “CCS en/of CCU”. CCS is wel een mogelijkheid om CO<sub>2</sub> in de atmosfeer te reduceren, maar geen verduurzaming, omdat er van fossiele brandstof gebruik gemaakt blijft worden.

<sup>2</sup> We leggen de nadruk op groene elektriciteit, maar de problematiek betreft ook andere vormen van duurzame energie. Dit laatste omvat met name (groene) waterstof. Waar nodig of gewenst gaan we ook kort in op waterstof (bijvoorbeeld als brandstof ter vervanging van gas en als flexibiliteitsbron/opslag voor elektriciteit en ten aanzien van de transportmogelijkheden en -infrastructuur), ook al is daarmee niet de hele waterstofproblematiek behandeld. Overigens geldt dat groene waterstof moet worden geproduceerd met groene elektriciteit, wat mede verklaart waarom we de nadruk we op groene elektriciteit leggen.

rekening te worden gehouden met de gevolgen van het al dan niet toerekening van de systeemkosten aan de industrie. Dit zijn industriepolitieke keuzen.

Door het onvoldoende stimulerende beleid blijft de vraag naar elektrificatie achter, wat weer leidt tot het achterblijven van de investeringen aan de aanbodzijde. Het beste startpunt om uit deze impasse te raken is daarom om te beginnen met de uitvoering van plannen die de vraag stimuleren en in samenhang daarmee de benodigde transportcapaciteit vast te stellen en/of te verdelen. Hiermee wordt aan de aanbodzijde het signaal afgegeven dat extra aanbod in de toekomst ook daadwerkelijk afgenomen zal gaan worden. Dit proces zal ook dan niet door marktpartijen alleen gerealiseerd kunnen worden zonder verdere ondersteunende maatregelen, onder meer omdat elektriciteitsprijzen niet automatisch zullen leiden tot rendabele investeringen aan vraag- en aanbodzijde. Mogelijk zijn hiervoor deels afspraken tussen marktpartijen en deels ondersteuning door de overheid voor nodig (bijvoorbeeld in de vorm van garantiestellingen of subsidiëring).

Daar komt verder bij dat voldoende transportcapaciteit is vereist om vraag en aanbod aan elkaar te koppelen. Met de voorziene sterke stijging van elektriciteitsaanbod en -vraag lijkt het onvermijdelijk dat we meer aandacht moeten besteden aan het afstemmen in tijd en plaats van beide. Dat is nodig om de groeiopgave van het elektriciteitsnet nog enigszins behapbaar te houden. En marktpartijen kunnen het vereiste investeringsklimaat met de benodigde transportcapaciteit niet door eigen individuele investeringsbeslissingen creëren.

Regie over en monitoring van de samenhang van de problemen en consistente oplossingen door de overheid zijn noodzakelijk. Hiervoor is een visie op nut en noodzaak van duurzaam opererende industrie in Nederland vereist en op de mogelijkheden tot behoud ervan. Hoewel er al veel plannen, voorstellen en beleidsdocumenten zijn voor verduurzaming van de industrie, zijn er nog geen duidelijke keuzes gemaakt over hoeveel ondersteuning er gaat komen voor het stimuleren van de vraag naar duurzame energie. Daarnaast is er een aantal risico's in het elektriciteitssysteem die hierboven zijn beschreven die onvoldoende worden geadresseerd wat serieuze risico's met zich mee brengt voor een toekomstig goed functionerende energiemarkt in een klimaatneutraal energiesysteem. Om een begin te maken met het creëren van investeringszekerheid en mogelijke versnelling van de transitie, is het een concrete stap om uit te gaan voeren wat er aan plannen ligt om de industriële vraag te stimuleren.

## 1. Inleiding

De Nederlandse Vereniging voor Duurzame Energie (NVDE) heeft in opvolging van de motie Boswijk aan PwC Strategy& gevraagd om door middel van interviews, discussiesessies en structurende verslaglegging te komen tot een voorstudie voor een uitgebreider onderzoek naar de vraag:<sup>3</sup> *Met welke soorten beleidsinstrumenten kan de overheid de onderlinge afstemming tussen industriële elektrificatie en hernieuwbare opwek verbeteren en zorgen voor voldoende investeringszekerheid aan beide kanten, en hoe scoren deze instrumenten in eerste aanleg op een aantal criteria?*<sup>4</sup> Hiertoe is in overleg met de NVDE eerst onder bij de energietransitie betrokken partijen geïnventariseerd wat het probleem precies is.<sup>5</sup>

---

<sup>3</sup> Motie van de leden Boswijk, Erkens en Grinwis, Nr. 29, Tweede Kamer, vergaderjaar 2023–2024, 36 410 XIII, nr. 29 (Motie Boswijk e.a.), 12 oktober 2023.

<sup>4</sup> Nederlandse Vereniging Duurzame Energie (NVDE), *Ontwikkeling vraag industrie en aanbod elektriciteit richting 2030 en daarna*, Concept-uitvraag onderzoek, 20 oktober 2023.

<sup>5</sup> De NVDE heeft hiervoor informele discussiesessies georganiseerd met deelname van medewerkers van de volgende partijen: TenneT, RVO, Netbeheer NL, Holland Solar, Eneco, Gasunie, Vattenfall, E-NL, Holland Solar, NWEA, Stedin, ENGIE, Shell, VNO-NCW, RVO, VEMW, Deltaris, Van Doorne, KlimaatEnergie, Groningen Seaports,

Die inventarisatie beoogt vast te stellen wat er in de huidige bestaande plannen, initiatieven en beleidsdocumenten (bestaand materiaal) heel concreet mist om de tijdig of versneld te realiseren. Op basis hiervan kan het Ministerie van Economische Zaken en Klimaat worden gevoed met nieuwe inzichten die tot gewenst nieuw of beter uitgewerkt beleid kunnen leiden.<sup>6</sup>

Onder duurzame elektriciteit/energie zullen we alle energie verstaan die zonder CO<sub>2</sub>-uitstoot wordt geproduceerd en CO<sub>2</sub>-vrije fossiele energie (door afvang en opslag van CO<sub>2</sub>).<sup>7</sup> Met 'vraag' bedoelen we 'vraag naar duurzaam opgewekte elektriciteit' en met 'aanbod' bedoelen we 'aanbod van duurzaam opgewekte elektriciteit'.<sup>8</sup> De nadruk zal liggen op de vraag naar duurzame elektriciteit door de grote industriële clusters via directe elektrificatie en (indirect) via groene waterstof en het aanbod van duurzame elektriciteit door wind op zee.<sup>9</sup>

In deze verkenning gaan we niet nader in op de vraag hoe een structureel prijsverschil te overbruggen tussen wat elektriciteitsproducenten nodig hebben en wat elektrificerende bedrijven kunnen bieden. Hoe relevant ook,<sup>10</sup> daarbij spelen vragen rond industriebeleid en geopolitiek die een heel ander karakter hebben dan alleen de coördinatie tussen vraag en aanbod.

De aard van de problemen die tot de motie Boswijk hebben geleid is het gebrek aan coördinatie tussen vraag, aanbod en transport, omdat deze niet tot stand komt op basis van individuele beslissingen van de afzonderlijke marktpartijen. In onderstaande gaan we in op de vraag waar dit gebrek aan coördinatie tussen vraag, aanbod en transport uit bestaat. We beginnen daartoe als conceptuele achtergrond met een korte, gestileerde, introductie over investeringsbeslissingen en hoe die zich verhouden tot de uitkomsten van marktwerking en de rol van subsidies

## 2. Kapitaalkosten, operationele kosten, marktwerking en subsidies

### 2.1 Kapitaalkosten en operationele kosten

Een investering in de context van duurzame energie bestaat uit zeer hoge investeringsuitgaven (ofwel 'capital expenditures': Capex)<sup>11</sup> die door de netto-opbrengsten van die investeringen moeten worden

---

NL Hydrogen, Orsted, DOW chemical, RWE, HyCC, TKI E&I, VNCI. Ook is een aantal gerichte interviews georganiseerd met medewerkers van RWE, TenneT, Shell en Vattenfall.

<sup>6</sup> Zie ook CE Delft, *Verkenning van een fossielvrije industrie, Productie binnen het carbonbudget*, april 2023, waarin een toekomstbeeld wordt geschetst van industrie die (per 2037) kansrijk is in een fossielvrije wereld en welke aanpassingen daarvoor nodig zijn.

<sup>7</sup> CE Delft (2023) gaat in principe over fossielvrij, dus sluit ook afvang uit (p. 43-44), maar dit blijkt toch wat genuanceerder (zie ook p. 44 en hun paragraaf 5.5 waarin voor bepaalde productievormen wel een rol zien voor afvang).

<sup>8</sup> Elektrificatie leidt wel tot vraag naar (duurzame) elektriciteit, maar daarmee hoeft elektriciteit niet ook duurzaam te worden geproduceerd: dat zal afhangen van de duurzame productiecapaciteit. De vraag wordt verder door andere vraagcategorieën dan de (Nederlandse) industrie medebepaald (mobiliteit, gebouwde omgeving). De vraag door de industrie is dus extra ten opzichte van de overige vraag. Uiteindelijk zijn het totale vraag en aanbod die de evenwichtsprijzen op de markt bepalen.

<sup>9</sup> Zoals in de Samenvatting gezegd gelden voor de uitrol van groene waterstof vergelijkbare vragen als voor elektriciteit: ook daar moeten vraag, aanbod en infrastructuur in onderlinge samenhang worden ontwikkeld. Een uitgebreider expliciete behandeling van die problematiek valt hier buiten scope.

<sup>10</sup> Het punt komt nog nader aan de orde.

<sup>11</sup> Bijvoorbeeld: (a) aan de aanbodzijde: windmolens op zee en kerncentrales, (b) aan de vraagzijde: investeringen in elektrische installaties die op fossiele brandstoffen gebaseerde installaties moeten vervangen,

terugverdiend.<sup>12</sup> In een eenvoudige context gaat het om eenmalige hoge investeringsuitgaven die gedurende de levensduur van de investering door de netto-opbrengsten moeten worden terugverdiend.<sup>13</sup> De netto-opbrengsten bestaan uit het verschil tussen de opbrengsten uit de verkoop van het product en de kosten die daarvoor worden gemaakt (deze kosten worden 'operational expenditures', Opex, genoemd). De netto-opbrengsten vormen de brutomarge (brutowinst) waarmee de Capex moeten worden terugverdiend. Het verschil tussen de brutomarge en de Capex is de nettowinst.<sup>14</sup>

- Windmolens, zonnepanelen en kerncentrales produceren elektriciteit, zodat de netto-opbrengsten bestaan uit de verkoopopbrengsten van de elektriciteit en de daarvoor te maken Opex;
- Installaties ten behoeve van elektrificatie van productieprocessen gebruiken elektriciteit, zodat de netto-opbrengsten worden bepaald door de verkoopopbrengsten van het product en de inkoopkosten van elektriciteit;<sup>15</sup>
- Transportinfrastructuur biedt transport van energie, zodat de netto-opbrengsten worden bepaald door de transporttarieven en voor transport te maken Opex. Transporttarieven worden gereguleerd, zodanig dat de nettowinst 0 is, dat wil zeggen: gegeven Capex en Opex, worden de transporttarieven vastgesteld op het niveau waarop de netto-opbrengsten precies volstaan om de Capex terug te verdienen.

## 2.2 Marktwerking

De prijs van (duurzame) elektriciteit wordt in principe door vraag en aanbod bepaald. Deze prijs moet zodanig zijn dat investeringen in wind op zee en/of kerncentrales (en/of andere investeringen zoals bijvoorbeeld in zonneparken) en in elektrificatie rendabel worden. Maar vraag en aanbod van duurzame elektriciteit fluctueren ook (de vraag afhankelijk van tijdstip op de dag en seizoen bijvoorbeeld, het aanbod door het wegvallen van wind en/of zon), zodat elektriciteitsprijzen fluctueren. De investeringen aan vraag- en aanbodzijde moeten dus rendabel zijn, rekening houdend met de fluctuerende prijzen.

In geval van de energietransitie worden de traditionele, fossiele, productietechnieken (brandstofsoorten zoals kolen en gas) vervangen door duurzame productie die een andere dan de

---

(c) transport van energie: elektriciteits- en waterstoftransportinfrastructuur (resp. 'kabels' en 'leidingen'. Waterstof kan vooralsnog geen gebruik maken van bestaande gasleidingen omdat deze deels nog voor gastransport nodig zijn, deels hun omzetting naar inzet voor waterstof nog in voorbereiding is).

<sup>12</sup> Voor een uitvoeriger beschrijving van issues (en mogelijke oplossingen) met het matchen van vraag en aanbod en met transport, zie McKinsey, *An affordable, reliable, competitive path to net zero*, November 2030, met name de paragraaf "Redesigning physical and energy systems".

<sup>13</sup> De aanname van eenmalige Capex is alleen voor een eenvoudige uitleg gewenst, maar verder niet van belang.

<sup>14</sup> De investeringsbeslissing wordt genomen op basis van het verschil tussen de verdisconteerde waarde van de netto-opbrengsten (over de levensduur van de investering) en de (eenmalige) Capex: dit verschil is de 'netto contante waarde' van de investering. Als de netto contante waarde positief is, is de investering winstgevend (naar verwachting een positieve nettowinst) en gaat de investering door. Als de netto contante waarde negatief is, is de investering verliesgevend (de netto-opbrengsten dekken de Capex niet) en wordt de investering niet gedaan.

<sup>15</sup> De Capex en Opex (inclusief de inkoopkosten van elektriciteit) van installaties ten behoeve van elektrificatie en de efficiëntie van elektrificatie ten opzichte van het gebruik van fossiele brandstof (de 'coefficient of performance') bepalen de mate waarin investeren in elektrificatie duurder is dan investeren in installaties die op fossiele brandstoffen werken.

huidige 'merit order' gaan opleveren. Deze onzekerheden brengen naast kansen, ook risico's met zich mee:<sup>16</sup>

- Wind op zee en kerncentrales kennen zeer hoge Capex, maar lage variabele Opex.<sup>17</sup> Marktwerking kan ertoe leiden dat de elektriciteitsprijzen dicht bij de variabele Opex komen te liggen. In dat geval is de brutomarge mogelijk te gering om de Capex te dekken en is de investering niet rendabel;<sup>18</sup>
- Hoe de merit order er op termijn uit zal gaan zien (2040-205) hangt onder meer af van de mix aan aanbod van wind, zon en kernenergie, waarover nog weinig bekend is;<sup>19</sup>
- Een aanzienlijk capaciteitsaandeel voor wind en zon leidt tot fluctuaties in het aanbod omdat deze dan sterk afhankelijk is van de fluctuerende hoeveelheden wind en zon;
- Flexibiliteit en reservecapaciteit worden relatief van groter belang: als de vraag bijvoorbeeld hoog is, maar wind en zon wegvallen, is het aanbod zeer laag en kan zich een onevenwichtigheidssituatie voordoen waarbij prijzen extreem hoog worden en/of de vraag moet worden gerantsoeneerd. Naast een meer flexibele vraag, zijn op- en afschaalbare capaciteit, interconnectie en opslag om de vraag flexibel te bedienen noodzakelijk.<sup>20</sup>

Naast onzekerheid over de toekomstige merit order is ook de vraag onzeker: elektrificatie zou de vraag moeten doen toenemen, maar:

- Het is niet gezegd dat dit tijdig gebeurt, onder meer omdat dit afhangt van de toekomstige elektriciteitsprijzen en de beschikbare netcapaciteit (waarover hierna meer) in relatie tot de Capex en Opex van de investeringen;
- Het is onzeker of en in welke mate de vraag zal toenemen, omdat met name de industrie ook productie in Nederland naar het buitenland kan verplaatsen. Bij industriële elektrificatie is het de vraag of de duurzame elektriciteit kan concurreren met inzet van (vooral) fossiel gas. Zelfs als elektriciteitsprijzen heel laag zouden zijn (wat een probleem voor investeringen in de aanbodzijde oplevert), kan een investering in elektrificatie onrendabel zijn. Al met al leidt dit tot en risico op een structurele mismatch: veel aanbod bij weinig vraag leidt tot elektriciteitsprijzen waarbij de aanbodopties niet meer rendabel zijn, en omgekeerd.

Een extra complicatie is dat de investerings- en afschrijvingstermijnen verschillen: een windpark duurt langer om te bouwen dan een elektrische installatie bij een onderneming, bijvoorbeeld. Maar als het

---

<sup>16</sup> De vergelijking is niet helemaal terecht omdat de (mede op) fossiele brandstofsoorten gebaseerde merit order lange tijd geen rekening hield met de externe kosten van (van CO<sub>2</sub>-uitstoot), terwijl deze in de beoogde nieuwe merit order zijn verdwenen. De elektriciteitsprijzen die resulteerden met de (mede op) fossiele brandstofsoorten gebaseerde merit order waren te laag omdat niet alle kosten erin waren verwerkt. De beoogde nieuwe merit order kent een dergelijk 'voordeel' voor de betrokken partijen aan vraag- en aanbodzijde niet. Een (mede op) fossiele brandstofsoorten gebaseerde merit order inclusief beprijzing (bijvoorbeeld door een belasting) zou tot hogere elektriciteitsprijzen hebben geleid en niet tot noodzakelijkerwijs sterkere fluctuaties in de elektriciteitsprijzen, maar had mogelijk wel (ook) gevolgen gehad voor de winstgevendheid van de investeringen. Die merit order was wel stabiel (productie viel alleen uit in geval van storingen of onderhoud).

<sup>17</sup> Strikt theoretisch gezien gaat het om lage marginale kosten. Marginale kosten en variabele kosten zijn niet hetzelfde tenzij ze (beide) constant zijn: een aanname die we hier gemakshalve maken.

<sup>18</sup> In de huidige merit order zit ook nog de kerncentrale bij Borssele, waar hoge Capex natuurlijk ook voor gold. De extra onzekerheid komt van onzekerheid over de bouw en capaciteit van eventuele nieuwe centrales en het feit dat ook wind op zee hoge Capex kent.

<sup>19</sup> Ook andere ontwikkelingen, zoals in de vraag en van een grotere Europese markt zijn medebepalend voor de 'merit order' en resulterende elektriciteitsprijzen.

<sup>20</sup> Mogelijkheden zijn onder meer om elektriciteit om te zetten in waterstof en/of op te slaan in batterijen. Technisch dienen deze technieken nog verder ontwikkeld te worden en er zijn meerdere belemmeringen (o.a. nog geen overschot aan hernieuwbare elektriciteit, onvoldoende fluctuerende elektriciteitsprijzen, hoge nettarieven) waardoor deze nu nog slechts beperkt bijdragen aan flexibiliteit in het energiesysteem.

windpark wacht op zekerheid van de bouw van de elektrische installatie en omgekeerd, dan nemen de onzekerheden over de winstgevendheid verder toe.

Dit betekent dat investeerders aan vraag- en aanbodzijde slecht kunnen inschatten hoe de merit order er zal gaan uitzien, hoe er in flexibiliteit wordt voorzien en hoe de totale vraag er zal uitzien. Dit maakt de (toekomstige) elektriciteitsprijzen hoogst onzeker: deze hebben onbekend grotere fluctuaties dan de huidige merit order en er kan dan ook geen gemiddelde evenwichtsprijs worden ingeschat. Dit maakt het lastig, zo niet onmogelijk, om een investeringsbeslissing aan aanbod- en vraagzijde te nemen, immers daarvoor is een goede inschatting van de toekomstige elektriciteitsprijzen noodzakelijk.

### 2.3 Subsidies

Een voor de hand liggende oplossing voor het gesignaleerde probleem is subsidiëring:<sup>21</sup>

- Capex aan vraag- en/of aanbodzijde kunnen worden gesubsidieerd. Winstgevendheid hangt dan alleen nog af van de netto-opbrengsten;
- De elektriciteitsprijs kan aan vraag- en/of aanbodzijde worden gesubsidieerd (een Opex-oplossing), zodanig dat de investeringen aan beide zijden rendabel worden.<sup>22</sup>

Of en in welke mate subsidiëring een oplossing biedt, komt hieronder aan de orde.

## 3. De aard van de problemen

### 3.1 Coördinatie van vraag, aanbod en transport ontbreekt

Vraag naar en aanbod en transport van elektriciteit vormen een driehoek van onderling afhankelijke componenten. Hieraan zitten een korte- en een langetermijnperspectief. Op korte termijn speelt vooral de vraag “wie hoe wat wanneer waar” gaat doen. Op lange termijn gaat het om de vraag of er uiteindelijk goed functionerende elektriciteitsmarkten tot stand kunnen komen.<sup>23</sup>

De korte- en langetermijnontwikkelingen zijn daarom niet onafhankelijk van elkaar. Als er onzekerheid is over een goed werkende toekomstige competitieve duurzame markt, of zelfs alleen maar over consistent en ondersteunend langetermijnbeleid om elektrificering mogelijk te maken, kan dat de huidige investeringen in verduurzaming tegenhouden of vertragen. Op de korte termijn gerichte maatregelen zullen in dat geval geen zin hebben.

De ontwikkeling in het aanbod van duurzame elektriciteit is ongecoördineerd met de ontwikkeling in (met name) de industriële vraag naar duurzame elektriciteit: deel van het aanbod van wind op zee is gestimuleerd door onder meer subsidies, maar de vraag, met name de industriële vraag naar elektrificatie, niet (behoudens enkele categorieën in de SDE++ die nog weinig concrete projecten

---

<sup>21</sup> In de volgende paragrafen komen we op een andere oplossing (PPA's) terug. Voor een ruimer overzicht van (conceptueel) mogelijke andere vormen van industrieel beleid zie Juhász, R., N. Lane en D. Rodrik, *The new economics of industrial policy*, augustus 2023, bijvoorbeeld paragraaf 2.2.

<sup>22</sup> De elektriciteitsprijs die nodig is om de duurzame elektriciteitsproductie te versnellen lijkt hoger te liggen dan die nodig is om elektrificatie te versnellen.

<sup>23</sup> Voor een discussie over en beschrijving van de Europese elektriciteitsmarkt die ook voor de onderhavige analyse relevant is, zie CERRE (2022).

opleveren).<sup>24</sup> Er zijn genoeg plannen om de vraag te stimuleren,<sup>25</sup> maar dat geeft nog geen zicht op een concrete stijging van de industriële elektriciteitsvraag en zeker niet in coördinatie met de ontwikkeling in het aanbod en met voldoende oog voor de internationale concurrentiepositie.<sup>26</sup> Dit probleem laat zich in elk geval op termijn van 2040 of mogelijk zelfs 2050 niet vanzelf door private beslissingen van vragers naar en aanbieders van duurzame elektriciteit (en waterstof), oplossen.<sup>27</sup>

Het ETS geeft op korte termijn niet voldoende prikkels om de (industriële) vraag naar duurzame elektriciteit tijdig te stimuleren om de beoogde strategische doelen voor 2030, 2040 en 2050 te behalen. Zolang met name de industriële vraag niet (tijdig) aantrekt, kan dit ook verdere ontwikkeling van het aanbod vertragen. Omgekeerd zal verdere stimulering van het aanbod op zich de vraag naar duurzame elektriciteit niet stimuleren. Hieruit volgt dat met name de industriële vraag naar duurzame energie ten behoeve van elektrificatie (en ook zoveel mogelijk waar nodig de vraag naar en het aanbod van groene waterstof) stimulering behoeft en als startpunt zou moeten dienen voor beleid en maatregelen die de transitie zullen versnellen. Hieraan zijn echter belangrijke politieke keuzen en ondersteunende maatregelen verbonden die ook rekening moeten houden met het aanbod en de verschillende soorten van duurzame energie en de transportinfrastructuur.

### 3.2 Korte termijn (2030-2040)

#### 3.2.1 Vraag

Zoals het er nu voor staat zijn industriële energievragers niet in staat om tijdig (dat wil zeggen in overeenstemming de politiek gestelde doelen per 2030, 2040 en 2050) zelfstandig naar duurzame energiebronnen (duurzame elektriciteit, groene waterstof) over te stappen vanwege onrendabele investeringen,<sup>28</sup> onzekerheid over de factoren die de concurrentiepositie van Nederland ten opzichte van het buitenland beïnvloeden, de verdeling van de kosten van het energiesysteem en het gebrek aan transportmogelijkheden (congestie op het net), de langdurige vergunningstrajecten en het gebrek aan arbeid, grondstoffen en materiaal. In deze paragraaf gaan we in op de onrendabele investeringen, de positie ten opzichte van het buitenland, de verdeling van de kosten van het

---

<sup>24</sup> Hoewel de nadruk ligt op industriële vraag naar en aanbod door wind op zee van duurzame elektriciteit, zijn overige vraag- en aanbodcategorieën ook relevant, evenals andere vormen van duurzame energie zoals met name waterstof (waterstof kent zijn eigen problemen met vraag, aanbod en transport). Wel is voor productie van groene waterstof duurzaam opgewekte elektriciteit nodig, zodat groene waterstof deels complementair is met en deels een substituuut voor duurzame elektriciteit.

<sup>25</sup> Bijvoorbeeld de maatwerkafspraken met de twintig grootste CO<sub>2</sub>-uitstotende industrieën, het Meerjarenprogramma Infrastructuur Energie en Klimaat (MIEK) en het Klimaatfonds.

<sup>26</sup> Een ongelijk speelveld voor de industrie wordt gevormd door plannen om de Volume Correctie Regeling, een korting op netwerkkosten voor energie-intensieve industrie, op te heffen

(<https://www.acm.nl/nl/publicaties/onderzoek-geen-cijfermatige-onderbouwing-voor-de-volumecorrectieregeling-vcr>), door hoge energiebelastingen en door het gebruik van de Indirecte Kosten Compensatie in het buitenland (compensatie voor hogere energieprijzen door de doorberekende Europese Emission Trading System (ETS)-kosten voor CO<sub>2</sub>), wat in Nederland nog ter discussie staat (zie de brief van de Minister van Economische Zaken van 14 juli 2023 en het nieuwsbericht van FME van 19 december 2023 (<https://www.fme.nl/nieuws/eerste-kamer-behoudt-vrijstelling-energiebelasting-metallurgische-industrie>)).

<sup>27</sup> Zie bijvoorbeeld ook World Economic Forum, *Transforming Energy Demand*, White Paper, januari 2024, hoofdstuk 5.

<sup>28</sup> Een investeringsbeslissing wordt alleen maar genomen als de business case positief is (dat wil zeggen: de netto contante waarde ervan positief is), anders is de investering onrendabel. Met onzekerheid kan tot op zekere hoogte rekening worden gehouden, maar dat vereist wel dat de kosten- en eventueel opbrengstgevolgen in zekere mate kwantificeerbaar zijn en de business case voldoende robuust is. Dat is nog niet het geval door de vele onzekere factoren die in de transitie de business case beïnvloeden. Zie ook paragraaf 2.

energiesysteem en sluiten af met een korte beschouwing over de noodzaak van beleidsmatige ondersteuning.<sup>29</sup>

### *Onrendabele investeringen*

Investerings in technologie ten behoeve van verduurzaming zijn onrendabel in vergelijking met op fossiele energie gebaseerde investeringen, zelfs met het ETS dat beoogt fossiele technologie langzaam maar zeker steeds duurder te maken.<sup>30</sup> Redenen zijn de (huidige) hoge elektriciteitsprijzen in vergelijking tot de aardgasprijzen (per energie-eenheid) en hoge nettarieven.<sup>31</sup> Het rendabel kunnen maken van de investeringen, vereist ingrijpen,<sup>32</sup> waaronder mogelijk subsidiëring, om de extra kosten die de Nederlandse industrie in vergelijking tot die in het buitenland voor elektrificatie maakt teniet te doen.<sup>33</sup>

Subsidiëring via SDE++ volstaat slechts ten dele, omdat niet voor de sterk gestegen nettarieven wordt gecompenseerd en niet alle soorten benodigde investeringen worden gedekt (niet alle projecten worden met zekerheid en/of voor het volledige benodigde subsidiebedrag gecompenseerd). Ook aan andere eisen zal moeten zijn voldaan voordat industriële investeringen in verduurzaming gerealiseerd zullen worden. Een issue betreft de nettarieven die voor veel industrie te hoog zijn.

Daarenboven is voor de industrie niet alleen elektrificatie als zodanig van belang: gebruik van waterstof kan de geprefereerde verduurzamingsoptie zijn,<sup>34</sup> maar realisatie hiervan zal meer tijd kosten. Het Financieele Dagblad van 14 december 2023 wijst bijvoorbeeld op het steeds onrealistischer worden van Europese ambities voor het grootschalig inzetten van groene waterstof door het gebrek aan investeringen in de productie ervan.<sup>35</sup> Oorzaken zijn problemen in de leveranciersketen, hogere financieringskosten door de opgelopen rente, hogere materiaalkosten, hogere arbeidslasten, oplopende kosten voor de benodigde groene elektriciteit, onduidelijkheid over toekomstige regelgeving en het feit dat de aansluitkosten voor elektriciteit in Nederland enorm zijn gestegen (het fossiele alternatief heeft deze kosten niet). ). Daarnaast heeft ook de waterstofinfrastructuur hoge initiële kosten. Verder zijn er nog andere CO<sub>2</sub>-neutrale

---

<sup>29</sup> De andere factoren komen in paragraaf 3.2.3 aan bod.

<sup>30</sup> Er bestaat ook nog een additionele, Nederlandse, CO<sub>2</sub>-heffing. Deze wordt gecorrigeerd voor de ETS-waarde en is tot op heden nog niet bindend.

<sup>31</sup> De 'coefficient of performance' (COP) van elektrificering, de mate van efficiëntie van een op elektriciteit gebaseerd systeem ten opzichte van een op gas gebaseerd systeem om warmte te genereren, moet daarom aanzienlijk zijn om een rendabele overstap te kunnen maken. Voor met name hoge temperatuurtoepassingen en continu gebruik zijn er (vooralsnog) geen technologieën die de overstap kunnen doen maken. Voor eboilers geldt dat er een duaal systeem nodig is waardoor er (vooralsnog) alleen maar dubbele kosten gemaakt moeten worden.

<sup>32</sup> Te denken valt aan onder meer: verlaging van netwerkkosten (bijvoorbeeld netwerkkosten financieren vanuit algemene middelen, afschrijvingstermijn verhogen, smart-grid oplossingen), verminderen van onzekerheid als gevolg van niet-consistent of afwezig beleid ten aanzien van wetgeving, belastingen, subsidies, netwerkaansluitingen, vergunningen, opleiding van personeel, ETS-opbrengsten inzetten ten behoeve van verduurzaming, etc. In feite dient een aantrekkelijk en stabiel investeringsklimaat te worden gecreëerd (met een gelijk Europees speelveld): dat kan niet ontstaan door de individuele beslissingen van industriële spelers alleen. Dergelijke ideeën zijn gemeengoed en plannen zijn er ook voldoende, maar het doel dat bereikt moet worden ontbreekt en een start met het uitwerken van de plannen om het doel te bereiken (inclusief de mogelijkheden om gedurende de uitwerking te kunnen bijsturen) is nog niet gemaakt.

<sup>33</sup> Nederland heeft een open economie, zodat met name de industrie concurreert met importen en met (andere Europese) exporten. Zolang met relatief goedkopere opties (dan elektrificatie) kan worden geproduceerd zullen deze in principe de voorkeur hebben zolang dat haalbaar blijft.

<sup>34</sup> Niet alle industrie kan aardgas vervangen door elektriciteit: een deel zal waterstof nodig hebben. Voor waterstofproductie en -transport liggen er echter nog minder concrete plannen klaar dan voor elektrificatie.

<sup>35</sup> <https://fd.nl/bedrijfsleven/1499704/investeringen-in-groene-waterstof-komen-niet-van-de-grond#:~:text=Oorzaken%20zijn%20problemen%20in%20de,regelgeving%20voor%20vertraging%20bij%20projecten>.



elektriciteitsproductietechnieken (kernenergie, zon, centrales met CCS (afvang en opslag van CO<sub>2</sub>) die de vraag naar elektrificatie door middel van wind op zee beïnvloeden. De industriële vraag naar duurzame energie wordt bijvoorbeeld beïnvloed door de mogelijkheid van CCS. Hoewel onderdeel van het pakket aan CO<sub>2</sub>-reductie kan gebruik van CCS kan (indien op termijn goedkoop genoeg) tot uitstel van elektrificering en dus minder stijging van de vraag naar duurzame elektriciteit leiden.<sup>36</sup>

#### *Mogelijkheid van verplaatsing naar het buitenland*

Investerings door de vraagzijde zijn daarenboven afhankelijk van investeringen in het aanbod en flexibiliteit,<sup>37</sup> ook als de transportmogelijkheden er zouden zijn.<sup>38</sup> Immers, de vraagzijde heeft in principe ook de optie om de productie uit Nederland en/of de EU te verplaatsen of om importcontracten voor elektriciteit aan te gaan.<sup>39</sup> Er zal dus niet alleen Nederlands aanbod moeten zijn, maar ook zal aan andere randvoorwaarden voor een gunstig vestigingsklimaat moeten zijn voldaan (ruimte, arbeid, grondstoffen, logistiek, elektriciteitsinfrastructuur)<sup>40</sup> en er zullen voldoende lage elektriciteitsprijzen en nettarieven moeten zijn om de investeringen aan de vraagzijde rendabel te krijgen. Onzekerheid hierover zal tot uitstel van investeringen aan de vraagzijde en daarmee ook tot uitstel van investeringen aan de aanbodzijde leiden.

Een maatregel die weglek naar buiten Europa beoogt tegen te gaan, het Carbon Border Adjustment Mechanism (CBAM: duurder maken van importen van producten van buiten Europa die niet zijn geproduceerd in een context waarin CO<sub>2</sub>-emissies zijn geprijsd) is nog niet geïmplementeerd en dekt ook niet alle producten af.<sup>41</sup> Bovendien beschermt CBAM Europese producenten wel tegen importen uit landen zonder adequate CO<sub>2</sub>-beprijzing maar corrigeert het niet wanneer deze producenten willen exporteren naar dit soort landen. CBAM dekt ook de concurrentiepositie van de Nederlandse industrie ten opzichte van andere EU landen niet af.

Nut en noodzaak van het behoud van productie op basis van duurzame energie dienen daarom onderdeel te zijn van de afweging over een mogelijk gecoördineerde afstemming van de ontwikkelingen in vraag en aanbod binnen Nederland. Er moet, met andere woorden, over industriepolitiek worden nagedacht.

#### *Verdeling van de kosten van het energiesysteem*

Hoe de totale kosten van ons energiesysteem zich zullen verhouden tot die elders in Europa en daarbuiten is nog een open vraag. Maar ook bij behoud van (te elektrificeren) industrie en aanbod

---

<sup>36</sup> Dit wel met de kanttekening dat CCS een noodzakelijk onderdeel is in die situaties waarin het vervangen van fossiele opties door duurzame CCS niet mogelijk is. Overigens is CCS een techniek die nog in de kinderschoenen staat en in praktijk slechts een deel van de uitstoot afvang (zie bijvoorbeeld: <https://ieefa.org/ccs>).

<sup>37</sup> Flexibiliteit kan ook door de industrie worden geleverd (bijvoorbeeld door op- en afschakeling van geëlektrificeerde productie). Dit kan echter duur zijn en mogelijk vanuit de hele keten gezien, een minder efficiënte oplossing. Dat betekent wel dat er elders in de keten in (mogelijk ook dure) flexibiliteit moet worden geïnvesteerd. Maar het kan aanbeveling verdienen om energie-intensieve bedrijven te stimuleren om deze vorm van flexibiliteit uit te testen.

<sup>38</sup> Cluster Energiestrategie versie 3.0 (CES 3.0) gaat helpen bij een integrale aanpak voor ontwikkeling van de industriële vraag en het gewenste transport (<https://www.deltalings.nl/cms/showpage.aspx?id=5979>).

<sup>39</sup> Nederland en daarbuiten verschillen in energietarieven, netwerkkosten (elektriciteit en waterstof), subsidies en belastingen, beschikbaarheid van grondstoffen, materiaal en arbeid, etc., waarbij de Nederlandse industrie onder meer door relatief hoge netwerkkosten last van een ongelijk speelveld,.

<sup>40</sup> De inmiddels aangestelde clusterregisseurs kunnen hierbij een rol spelen. Mobiliteit en gebouwde omgeving doen immers ook een beroep op schaarse ruimte, vergunningen, arbeid, grondstoffen en materiaal en transportcapaciteit. Met name dit laatste vereist een afweging over het toedelen van schaarse transportcapaciteit aan gebruikerscategorieën en gebruikers.

<sup>41</sup> CBAM wordt ingevoerd vanaf 2026 (zie <https://www.europarl.europa.eu/legislative-train/package-fit-for-55/file-carbon-border-adjustment-mechanism>).

van duurzame elektriciteit in Nederland kan het zijn dat de totale kosten van het duurzame energiesysteem, inclusief de kosten van flexibiliteit en transport, relatief hoog worden. Als ze hoger liggen dan die van systemen met veel niet-duurzame productie hebben we in principe een tijdelijk probleem: het EU-ETS en het CBAM zouden moeten borgen dat respectievelijk alle Europese productie tegen 2040 volledig klimaatneutraal is en import vanuit het buitenland adequaat geprijsd. Als een duurzaam energiesysteem in Nederland structureel duurder blijkt dan duurzame systemen elders in Europa of daarbuiten is er een blijvend punt van zorg. In beide gevallen kan het verschil in de kosten niet voor rekening komen van de industrie met een internationale concurrentiepositie als behoud van industrie gewenst is. Dit heeft dan tot gevolg dat de meerkosten effectief op een of andere manier gesocialiseerd zouden moeten worden. Of en in welke mate dit het geval zal zijn, zal afhangen van de (politieke) keuzen die hierover worden gemaakt.

#### *Noodzaak van beleidsmatige ondersteuning*

De industriële vraag naar duurzame energie wordt nog niet voldoende gestimuleerd en kent geen inherente prikkel om (in elk geval op korte termijn binnen Nederland) tot investeringen in productie op basis van duurzame energie over te gaan. Door de onzekerheid over bijvoorbeeld de ontwikkeling van de industriële elektriciteitsvraag kunnen ook (geplande) investeringen in met name elektriciteitsproductie door wind op zee, een van de belangrijkste leveranciers van duurzame elektriciteit, achterblijven. Naast gebrek aan uitzicht op voldoende vraag, geldt voor de investeringen in duurzame energieproductie dat er sprake is van lange vergunningstrajecten en gebrek aan transportmogelijkheden, arbeid, grondstoffen en materiaal.

Wat betreft de vraagontwikkeling en -versnelling zijn er wel uitgangspunten voor beleid, maar hoe welke type industrie op korte termijn gestimuleerd wordt om in Nederland te blijven en in staat wordt gesteld om te verduurzamen, is nog steeds onduidelijk.<sup>42</sup> De eerste stap in de richting van het tijdig of versneld realiseren van de transitie zou daarom kunnen zijn om de bestaande plannen uit te gaan voeren, inclusief het maken en uitvoeren van de beoogde maatwerkafspraken met de top 20 van de huidige industriële uitstoters.<sup>43,44</sup> Verder is het van belang om langdurig, consistent, stabiel en ondersteunend beleid te voeren. Dit sluit gewenst flexibel inspelen op onverwachte gebeurtenissen bij de uitvoering van de afspraken niet uit: de mate en het tempo van uitrol van elektrificatie door de industrie is niet goed te voorspellen en kan bijsturing nodig maken, evenals andere (nu nog onderbelichte) ontwikkelingen zoals ten aanzien van een circulaire economie.

---

<sup>42</sup> CES 3.0 gaat helpen bij een integrale aanpak, evenals het Meerjarenprogramma Infrastructuur Energie & Klimaat (MIEK). Meer zekerheid kan ook worden verkregen door een in de routekaart elektrificatie aanbevolen richtinggevende doelstelling voor industriële elektrificatie te geven. Zie over een door de NVDE voorgestelde aanpak voor een versnelde voorbereiding en uitvoering van de energietransitie: Actieagenda Kortere Doorlooptijden Energietransitieprojecten – Eindrapportage – Versie 2.0, 8 december 2023.

<sup>43</sup> Impliciet vormen de maatwerkafspraken een keuze om die specifieke industrie te willen behouden, mogelijk ten koste van andere industrie die Nederland ook zou willen behouden. Het expliciteren en onderbouwen van die keuzes zou de voorkeur verdienen.

<sup>44</sup> Inmiddels zijn er verschillende intentieverklaringen voor maatwerkafspraken tussen Rijk, provincies en industrie getekend (recentelijk met Air Liquide: <https://www.rijksoverheid.nl/actueel/nieuws/2023/12/21/11e-intentieverklaring-maatwerkafspraken-met-air-liquide-over-vermindering-van-co2>), maar nog steeds dient te worden onderzocht wat de knelpunten zijn voor verduurzaming en op welke manier de overheid een rol kan spelen om deze weg te nemen (expliciet in de afspraken met Air Liquide worden genoemd: mogelijkheden te onderzoeken voor het faciliteren van een Europese CCS-markt, het versnellen van vergunningverleningsprocessen en het verkennen van subsidiekaders die essentieel zijn voor de succesvolle uitvoering van transitieprojecten). De maatwerkafspraken zullen immers tot een concrete business case moeten kunnen leiden waarvan de netto contante waarde positief is. Op basis van wensen en doelen alleen kan geen investeringsbeslissing worden genomen. Dat betekent ook dat naast het nakomen van afspraken aan andere randvoorwaarden moet zijn voldaan die (mogelijk) niet tot de afspraken behoren, zoals versneld verkrijgen van vergunningen en kunnen beschikken over voldoende grondstoffen, materiaal en arbeid.

Het is denkbaar dat bepaalde partijen aan vraag- en aanbodzijde voor specifieke projecten gezamenlijk rendabel kunnen investeren,<sup>45</sup> maar onduidelijk is of er daarmee voldoende voorbeeldwerking voor andere partijen van uitgaat. In het algemeen blijft immers nog gelden dat voor de lange termijn (energietarieven, belastingen, netkosten, concurrentieposities) de vooruitzichten onzeker zijn.

Het is bij deze mogelijke kortetermijnbeslissingen ook van belang dat er zicht is op een goed functionerende toekomstige markt voor duurzame energie op lange termijn. Zo niet, dan kan dit de huidige investeringen in verduurzaming aan de zijde van de industrie nog steeds tegenhouden of vertragen.<sup>46</sup>

### 3.2.2 Aanbod

Het aanbod van duurzame elektriciteit (met name door wind op zee) betreft nu nog vooral substitutie van bestaande door fossiele brandstof geproduceerde elektriciteit door CO<sub>2</sub>-vrij geproduceerde elektriciteit. Daar komt op korte termijn aanbod bij dat dient te voorzien in nieuwe, extra, elektriciteitsvraag die voortvloeit uit elektrificatie van productieprocessen, gebouwde omgeving en mobiliteit. Het is echter nog onzeker of, hoe en in welke mate deze elektriciteitsvraag zich zal realiseren, zoals hiervoor uiteengezet. Daarnaast is er onzekerheid bij het aanbod over transportmogelijkheden, ontwikkeling in kosten van zon- en windcapaciteit, de bouw van gesubsidieerde kernenergicapaciteit en CCS.<sup>47</sup> Deze onzekerheden leiden tot onzekerheid over toekomstige evenwichtsprijzen en winstgevendheid van wind op zee en ondermijnen daarmee de investeringsprikkel voor investeringen in wind op zee. Immers, andere CO<sub>2</sub>-vrije elektriciteitsproductietechnieken (zoals kernenergie)<sup>48</sup> en andere oplossingen voor de uitstoot van CO<sub>2</sub> zoals CCS kunnen de industriële vraag naar elektriciteit door wind op zee verlagen en daarmee het aanbod ervan.<sup>49</sup> Productiecapaciteit voor kernenergie holt mogelijk de business case voor wind op zee-capaciteit uit.<sup>50</sup> Ook gebruik van CCS kan tot uitstel van elektrificering en dus afname in de vraag naar duurzame elektriciteit leiden.<sup>51</sup>

---

<sup>45</sup> Bijvoorbeeld door middel van Power Purchase Agreements, PPA's. Zie de volgende paragraaf hierover.

<sup>46</sup> Voorgaande neemt niet weg dat er nog laaghangend fruit is te plukken (zie bijvoorbeeld World Economic Forum, *Transforming Energy Demand*, White Paper, januari 2024, bijvoorbeeld paragraaf 4.1).

<sup>47</sup> Mogelijke, gesubsidieerde, productiecapaciteit voor kernenergie en eventueel CCS hollen de business case voor wind op zee-capaciteit uit (en omgekeerd, afhankelijk van welke beslissingen hier uiteindelijk over worden genomen). Uitholling door CCS ontstaat als de industriële vraag naar duurzame energie er door wordt uitgesteld (dat wil zeggen, CCS als substituut en niet als complement van duurzame oplossingen wordt gebruikt), waarmee de vraag naar wind op zee kan achterblijven, waardoor investeringen in wind op zee daar zelf weer door achterblijven. Zie ook de volgende voetnoot.

<sup>48</sup> Voor een discussie over voor- en nadelen van kernenergie, zie bijvoorbeeld:

<https://www.milieucentraal.nl/klimaat-en-aarde/energiebronnen/kernenergie/>.

<sup>49</sup> Omgekeerd kan hetzelfde gelden. In feite gaat het om het vaststellen van de toekomstige 'merit order' en de rol en omvang die wind op zee en kernenergie daarin spelen. Beide technieken kunnen daarin ook complementair zijn (bijvoorbeeld als de vraag naar verwachting hoog genoeg is).

<sup>50</sup> Dit argument is wederkerig (zie ook de vorige voetnoot). De geplande bouw van twee nieuwe kerncentrales is ook nog niet zeker en hangt mede af van de plaats die ze innemen in het (duurzame) energiesysteem (<https://www.rijksoverheid.nl/onderwerpen/duurzame-energie/opwekking-kernenergie>). Dat betekent dat de kerncentrales in principe dezelfde problemen kennen als wind op zee wat betreft de ontwikkeling van de vraag en de onderlinge substitutie (of complementariteit) aan productie van elektriciteit. Daarenboven lijkt de noodzaak van subsidiering van kerncentrales vanwege de zeer hoge investeringskosten ervan buiten kijf.

<sup>51</sup> Maar zie hierover ook paragraaf 3.2.1 onder 'onrendabele investeringen'. Als CCS de enige CO<sub>2</sub>-vrije oplossing is, is het complementair en geen substituut voor duurzame oplossingen.

ETS lijkt nog geen garantie te geven dat het beoogde groeipad voor wind op zee zonder subsidiëring rendabel blijft. Aangezien investeringen aan de aanbodzijde afhankelijk zijn van investeringen aan de vraagzijde en omgekeerd, kan een langere termijncontract (Power Purchase Agreement, PPA) met leveringszekerheid en overeengekomen prijzen die voldoende winstgevendende investeringen voor beide zijden opleveren bijdragen aan een oplossing. Dit vereist wel dat de PPA, eventueel in combinatie met een subsidie aan (een van beide) kanten of kredietgaranties door de overheid, de onrendabele top voor vraag- en/of aanbod oplost: een PPA zou anders niet tot stand komen.<sup>52</sup> Of dit PPA's op grote schaal oplevert waarmee de elektrificatie en de wind op zee-capaciteit voldoende worden aangezwengeld (om de doelen per 2050) te halen, blijft echter de vraag. Daarnaast kunnen PPA's pas enkele jaren na indiening van een wind op zee tenderbieding afgesloten worden (feitelijk het moment van de investeringsbeslissing), waardoor op het moment van indiening de onzekerheden over de opbrengsten blijven bestaan.

Verder kan wind op zee een stimulans krijgen door overtollige wind op zee-productie om te zetten naar waterstof, deze per gaspijp te vervoeren naar opslagen en te gebruiken als grondstof of als brandstof om elektriciteit of hitte te produceren wanneer de vraag daartoe zich aandient.<sup>53</sup>

Waterstofproductie en -opslag is daarmee ook een bron van flexibiliteit, maar vooralsnog inefficiënt (door veel elektriciteitsverlies). Evengoed kan het een (tijdelijke) oplossing voor mismatch tussen elektriciteitsvraag en -aanbod zijn.<sup>54</sup> De kosten en opbrengsten ervan (waaronder tijdigheid) moeten nog in beeld worden gebracht.

### 3.2.3 Transport en overige randvoorwaarden voor het matchen van vraag en aanbod

Zonder voldoende transportinfrastructuur zijn er geen of zeer beperkte mogelijkheden om:

1. (nieuwe) wind-op-zee projecten te starten en te koppelen aan de vraag;
2. Vraag te creëren anders dan op locaties waar infrastructuur bestaat en er geen congestie is of zal ontstaan.

Ons elektriciteitssysteem was tot voor kort zodanig dat infrastructuur geen belemmerende factor vormde voor de ontwikkeling van vraag naar en aanbod van (mede op fossiele brandstof gebaseerde) elektriciteit. Maar gegeven de snelle groei van vraag naar en aanbod van duurzame energie en de lagere snelheid waarmee de benodigde transportcapaciteit kan worden gerealiseerd, is er congestie ontstaan. Deze congestie kan toenemen als de transportmogelijkheden niet worden aangepast aan nog steeds toenemende vraag en aanbod naar elektriciteit.<sup>55</sup> Dit probleem wordt versterkt door

<sup>52</sup> Zie ook CERRE (2022), pagina's 49-50 over PPA's in elektriciteitsmarkten en de Europese Commissie, *Proposal for a Regulation of the European Parliament and of the Council amending Regulations (EU) 2019/943 and (EU) 2019/942 as well as Directives (EU) 2018/2001 and (EU) 2019/944 to improve the Union's electricity market design*, 14 maart 2023, p. 4.

<sup>53</sup> Waterstof kan ook door elektriciteit uit andere productietechnieken worden geproduceerd. In alle gevallen geldt dat de uiteindelijke vraag mede door de industrie (vraag naar elektriciteit en naar waterstof) moet worden medebepaald als industrie voor Nederland behouden moet blijven.

<sup>54</sup> Andere oplossingen zijn het vergroten van interconnectiecapaciteit, flexibiliteit in levering of gebruik en opslag door middel van batterijen.

<sup>55</sup> De transportmogelijkheden worden door het gebruik van infrastructuurcapaciteit bepaald: op gezette tijden (per dag/week/maand/seizoen/jaar) is er congestie, op andere niet. Deel van de congestieproblematiek zou daarom door andere oplossingen dan het bijbouwen van infrastructuur kunnen worden opgelost, zoals tariefdifferentiatie naar tijden van congestie. Maar het doordacht aanleggen van infrastructuur kan op zichzelf wel een aanzuigende werking hebben op het aanbod en op met name de industriële vraag: deze kunnen zich gaan concentreren in de gebieden waar de infrastructuur klaarligt. Omgekeerd kan het ook in de rede liggen om de infrastructuur ten behoeve van de industrie aan te leggen waar deze al is geconcentreerd. Probleem blijft dat niet alle industrie daarmee overgehaald zal worden om te elektrificeren: transporttarieven kunnen te duur zijn, (toekomstige) elektriciteitsprijzen te hoog, een andere vorm van energie dan elektriciteit kan gewenst zijn en/of

problemen met beschikbaarheid van grond (en gerelateerde issues zoals het boven- of ondergronds aanleggen van kabels in verband met landschap en gezondheid), arbeid en grondstoffen/materiaal. Verder kunnen te hoge netwerkkosten een belemmering voor investeringen in met name de vraag opleveren, wat zelfs kan leiden tot een vicieuze cirkel: overaanbod leidt tot congestie, leidt tot hogere kosten voor het oplossen daarvan, leidt tot hogere nettarieven, leidt tot verdere ontmoediging van elektrificatie, leidt tot meer overaanbod. Maar socialisatie van die kosten leidt weer tot hogere lasten voor de burger. Het omgekeerde effect kan ook optreden: hoe beter de elektrificatie van de grond komt en hoe flexibeler die is, hoe lager de netwerkkosten en dus nettarieven kunnen blijven.

Zonder oplossingen voor deze problemen met congestie, vergunningen, beperkte arbeid, grondstoffen en beperkt materiaal en het verdelen van schaarse ruimte kan de transitie onnodig worden uitgesteld. Meer bouwen van infrastructuur zal deels een oplossing op termijn zijn (infrastructuur is niet zomaar aangelegd), maar vooral als dit 'slim' gebeurt en voor zover mogelijk op de groei van de elektriciteitsvraag: aanleg van infrastructuur kan rekening houden met plannen voor vraag naar en aanbod van duurzame elektriciteit en daar worden aangelegd waar het vraag en aanbod kan aantrekken. Verder kunnen beprijzingsmaatregelen zoals tariefdifferentiatie worden genomen (hogere transporttarieven wanneer er congestie is of dreigt, lagere wanneer er voldoende capaciteit is en zo zorgen dat vraag en aanbod in tijd en plaats goed op elkaar aansluiten). Ook andere 'slimme' maatregelen zijn denkbaar die neerkomen op stimuleren van energiegebruik wanneer capaciteit ruim is en verminderen van het gebruik wanneer congestie dreigt. Tot slot zal energiebesparing deel van het probleem oplossen, omdat het de energievraag doet afnemen.

Het is zaak om duidelijk te krijgen waar, wanneer en hoeveel transportmogelijkheden nodig zijn, of de ruimte ervoor is, aan de randvoorwaarden zoals beschikbaarheid van arbeid en materiaal is voldaan en wie ervoor zal betalen.<sup>56</sup> Dat zijn geen triviale problemen:

1. Naar verwachting zal congestie nog lang blijven bestaan en moeten er daarom in de loop van de tijd keuzes gemaakt (blijven) worden over de allocatie/prioritering van aan te leggen infrastructuur: het vaststellen wie als eerste het recht krijgt om aangesloten te worden. Dit betekent ook het accepteren van langere congestie voor andere vragers naar aansluitingen. Op de achtergrond voor deze allocatie zou een blauwdruk moeten liggen voor de toekomstige (lange termijn) inschatting van een op duurzame energie gebaseerde economie en wie in dat kader voorrang krijgt.
2. Er zijn verschillende soorten productieketens die een ander soort infrastructuur vereisen en dus een bepaald type aanbod en een bepaald type vraag koppelen.<sup>57</sup> Er is voor investeringen in transportinfrastructuur informatie vereist over wie, waar, wanneer, welke productiecapaciteit wil bouwen ten behoeve van welk type vraag (zoals onder meer de bebouwde omgeving, mobiliteit en de industrie). Dit vereist een afweging over het toedelen van die schaarste aan gebruikerscategorieën en gebruikers.

Voor het tijdig realiseren van de infrastructuur zijn kortere vergunningstrajecten, versnelde inspraakprocedures, ruimte, arbeidskrachten (scholing, migratiebeleid) en een zo slim mogelijk

---

onvoldoende flexibiliteit wordt geboden. Wat betreft dit laatste: de industrie kan zelf bijdragen aan flexibiliteit door de eigen productie aan te passen, maar het is niet bij voorbaat duidelijk of en in welke mate dit kosten- of opbrengstverhogend zal zijn (onduidelijke business case).

<sup>56</sup> Inclusief toezicht op de vraag of de allocatie en/of de betrokken kosten redelijk zijn, wat tot een ander reguleringssysteem dan het huidige zal leiden.

<sup>57</sup> Elektrificatie, waterstof, biomassa, geothermie, import van duurzame energie, kernenergie, CCS. Hierbij wordt verwacht dat waterstof pas een serieuze rol in een duurzaam energiesysteem kan gaan spelen vanaf 2035. Te bouwen capaciteit voor kernenergie gaat ook nog de nodige tijd kosten.

gebruik van de netten nodig.<sup>58</sup> Betere afstemming betekent betere informatievoorziening over vraag- en aanbodplannen en/of tariefdifferentiatie om vraag en aanbod te sturen en/of verhandelen van overcapaciteit. Overigens zijn TenneT en de regionale netbeheerders en andere partijen, met name de ACM, binnen het mogelijke bezig met oplossingen voor de congestie.<sup>59</sup>

Over de overige randvoorwaarden zoals beschikbaarheid van grondstoffen, materiaal, arbeid, kortere juridische procedures valt weinig meer te zeggen dan dat het onderwerpen zijn die welbekend zijn, maar waar nog weinig concrete gesuggereerde oplossingen voor bestaan. Versnellen van vergunningsprocedures waar mogelijk en opleiden of aantrekken van geschikt technisch personeel zijn de uitgangspunten voor oplossingen.

### 3.3 Lange termijn

Voorgaande analyse heeft betrekking op de korte termijn. Maar op welk moment een probleem een haalbare oplossing behoeft tussen nu en 2030, 2040 en 2050 en de mate waarin die oplossing efficiënt en/of effectief is, is daarmee niet beantwoord. Evenmin is de vraag beantwoord of de uiteindelijk gerealiseerde keuzen/investeringen op korte termijn een goed werkende toekomstige duurzame elektriciteitsmarkt zullen doen realiseren. Een goed werkende duurzame elektriciteitsmarkt betekent dat vraag en aanbod elkaar kunnen vinden via evenwichtsprijzen die de respectievelijke investeringen van de vraag- en aanbodzijde rendabel maken. Noodzakelijke voorwaarde is wel dat netcongestie en de kosten van transport voldoende zijn opgelost.<sup>60</sup> Dit laatste behoeft zelf een langetermijnoplossing die niet los van de andere componenten (vraag naar en aanbod van duurzame energie) kan worden gezien. Een belangrijk onderdeel van het duurzame systeem is flexibiliteit, immers wind-en-zon kunnen (zonder voldoende opslagcapaciteit) door weerfluctuaties tot aanzienlijke interrupties in het aanbod leiden, wat door additionele (duurzame) productiecapaciteit zal moeten worden opgevangen.

Een toekomstige (duurzame) merit order kan bestaan uit een zeer vlak verlopend aanbod omdat de marginale kosten van de levering van elektriciteit zeer laag zijn.<sup>61</sup> Resulterende lage evenwichtsprijzen kunnen toekomstige (her)investeringen in het aanbod onrendabel maken.<sup>62</sup> Dit kan worden voorkomen door een vorm van capaciteitsrestricties, opslag en flexibiliteitsopties in te bouwen die

---

<sup>58</sup> Meer in het algemeen: stel vast wat er allemaal kan om congestie op te lossen zonder dat er wetten hoeven te worden aangepast.

<sup>59</sup> Zie bijvoorbeeld het Landelijk Actieprogramma Netcongestie, 21 december 2022. Ook de ACM beoogt aan congestie bij elektriciteitstransport en de ontwikkeling van waterstofinfrastructuur bij te dragen: ACM, *Consultatie Toekomstige reguleringsmethode netbeheerders, Voor de reguleringsperiode vanaf 2027*, oktober 2023; ACM, *Discussienota Ontwikkeling waterstofinfrastructuur: snel, gericht en kostenefficiënt beginnen*, 19 december 2023.

<sup>60</sup> Zie echter Ecorys (2023) waarin wordt voorspeld dat netkosten en het verdwijnen van belastingvoordelen tot zeer hoge kosten in vergelijking met andere Europese landen kan leiden.

<sup>61</sup> Zie bijvoorbeeld de discussie over het merit order-effect in <https://esb.nu/hernieuwbare-stroom-kan-voorlopig-niet-zonder-subsidie/>.

<sup>62</sup> We gaan ervan uit dat de totale kosten van een duurzaam energiesysteem (kosten van installaties aan vraag- Dit is uitdrukkelijk een aanname (zie bijvoorbeeld <https://themasites.pbl.nl/o/energietransitie/> voor de nuancering dat de aanname ook onwaar kan zijn). De aanname is bedoeld om samen te vatten dat er nog veel problemen liggen om de transitie te realiseren of zelfs te versnellen en dit kennelijk niet door een evident lager kostenniveau voor elk van de beslissers in het transitieproces gerealiseerd wordt. De resulterende evenwichtsprijzen voor elektriciteit zullen naar verwachting wel lager zijn (uiteindelijk zijn de marginale kosten van zon, wind en kernenergie, die bepalend zijn voor de prijzen, lager dan die van fossiele productie), maar kunnen mogelijk niet ook de vaste kosten van het hele systeem dekken.

het op bepaalde tijden mogelijk maken om hoge elektriciteitsprijzen te realiseren.<sup>63</sup> Het aanbod kan daarmee per saldo rendabel investeren.<sup>64</sup> Of dit ook voor de vraag zal gelden valt nog niet te overzien. Een heel andere oplossing zou kunnen zijn dat de totale investeringskosten van een verduurzaamd systeem geheel of gedeeltelijk worden gesocialiseerd, waarbij de effecten voor de industrie worden gecompenseerd om de concurrentiepositie te behouden.<sup>65</sup> Nog weer andere oplossingen zijn om de kosten te verlagen door verlengde afschrijvingstermijnen (van productie en/of transportcapaciteit) en te bezien welke andere opbrengstmogelijkheden er kunnen worden ingezet (energiebelasting, opbrengsten uit ETS, uit het veilen van interconnectiecapaciteit of uit rendabele flexibiliteitsbronnen).

## 4. Conclusies

De problemen met vraag naar en aanbod en transport van duurzame elektriciteit hangen samen en kunnen alleen in onderlinge coördinatie worden opgelost. Het heeft bijvoorbeeld geen zin om toegang tot infrastructuur te regelen als de onrendabele top bij de vraag niet geadresseerd wordt. Subsidies voor de onrendabele top bij de vraag- en/of aanbodzijde hebben daarentegen geen zin als de transportmogelijkheden er niet zijn. Subsidies hebben daarnaast mogelijk weinig zin als ze enerzijds gericht zijn op het vergroten van het aanbod van wind op zee, maar anderzijds op CCS en niet op extra industriële vraag naar duurzame elektriciteit. Op dezelfde manier hoeft voldoende transportcapaciteit niet vanzelf te leiden tot een koppeling van vraag naar en aanbod van duurzame elektriciteit. Alle pogingen om transportmogelijkheden te vergroten, wind op zee-capaciteit te vergroten en elektrificatie te stimuleren falen als voldoende gekwalificeerde arbeid, ruimte, grondstoffen en materialen ontbreken. Versnelling is niet mogelijk als juridische procedures niet korter kunnen worden gemaakt.<sup>66</sup>

Er zijn, kortom, verschillende problemen die elk een andere oplossing vereisen, maar wel onderling consistent en gecoördineerd opgepakt en uitgevoerd moeten worden, omdat ze anders niet goed werken of onnodig duur kunnen blijken te zijn. Marktpartijen zelf kunnen door individuele beslissingen de transitie niet tijdig of versneld realiseren.

Regie over en monitoring van de samenhang van de problemen en consistente oplossingen zijn noodzakelijk, waarvoor met name een visie op nut en noodzaak van en mogelijkheden tot behoud van duurzaam opererende industrie in Nederland vereist is (systeemdenken). Er bestaan al veel plannen, voorstellen en beleidsdocumenten die de hiervoor beschreven problematiek ook in kaart brengen en beogen te adresseren.<sup>67</sup> Toch is daarmee nog niet duidelijk wat er precies wanneer zou moeten gebeuren om de doelen te halen en dit gaandeweg te (kunnen) laten uitmonden in een goed functionerende elektriciteitsmarkt. Zo is er bijvoorbeeld wel een beleidsdoel en uitrolplan voor wind op zee, maar niet voor elektrificatie van de industrie dat rekening houdt met (a) de alternatieven die er nu of in de toekomst zijn ten aanzien van waterstof, CCS en vestiging in het buitenland en (b) de vraag welke industrie voor Nederland behouden zou moeten blijven.

---

<sup>63</sup> Ook kan marktordening die leidt tot een zekere mate van marktmacht voor individuele aanbieders van wind op zee een oplossing zijn, omdat dit ook tot hogere, rendabele prijzen kan leiden.

<sup>64</sup> Merk op dat gedurende de transitie en in een uiteindelijk goed functionerende markt, de elektriciteitsprijzen sterker kunnen fluctueren. Deze extra onzekerheid (de mate van de fluctuatie) is een 'kostenpost'.

<sup>65</sup> Dit kan worden gezien als een (noodzakelijke) permanente vorm van subsidiëring (ook van de vraag). Meer in het algemeen zou kunnen blijken dat een permanente vorm van subsidiëring van de vraag (ter behoud van de industrie in Nederland) gewenst is.

<sup>66</sup> Zie de door de NVDE (2023) voorgestelde aanpak voor een versnelde voorbereiding en uitvoering van de energietransitie.

<sup>67</sup> Zie bijvoorbeeld de Formatiewerkgroep Klimaat en Energie, Keuzewijzer Klimaat en Energie, 4 december 2023 en Ministerie van Economische Zaken en Klimaat, *Nationaal plan energiesysteem*, 1 december 2023.

Daar komt bij dat de problematiek in voorgaande is toegespitst op de vraag naar, het aanbod van en het transport van elektriciteit (en beperkt van andere energievormen), terwijl de problematiek maatschappelijk veel breder is:<sup>68</sup>

- Energiebesparing is nauwelijks aan de orde gekomen, maar kan een belangrijke rol spelen in het reduceren van de besproken problemen;<sup>69</sup>
- De publieke belangen van betaalbaarheid en doelmatigheid moeten in een totaalvisie op de transitie meegewogen worden.

De vraag uit de motie Boswijk naar specifieke instrumenten die het meest geschikt zijn om de onderlinge afstemming tussen industriële elektrificatie en hernieuwbare opwek te verbeteren kan daarom pas worden beantwoord als de hiervoor genoemde politieke stappen zijn gezet. Een concrete start kan zijn:

- Begin met het uitvoeren van wat er aan plannen ligt om de industriële vraag te stimuleren;
- Vul dit aan met concrete beleidsdoelen en uitvoeringstijdlijnen voor de bouw van infrastructuur en/of de benutting/verdeling daarvan: zonder voldoende beschikbare transportcapaciteit missen stimulerende (vraag- of aanbod)maatregelen hun doel;
- Vul dit ook aan met concrete beleidsdoelen en concrete uitvoeringstijdlijnen en/of elektrificatie (dat consistent is met een geformuleerd doel over het behoud van industrie in Nederland, over de relatie met elektrificatie in de bebouwde omgeving en transport en over de bouw en verdeling van transportinfrastructuur, inclusief het gebruik van ‘smart’-oplossingen) en energiebesparing;<sup>70</sup>
- Commitment van de overheid om de doelen en uitvoering met raad en daad uit te voeren, opdat vraag, aanbod en infrastructuur voldoende zekerheid krijgen over de mogelijkheden om hun investeringen terug te verdienen:
  - Onderdeel van dat commitment is om de ontwikkelingen in vraag, aanbod en infrastructuur te monitoren en waar nodig bij te sturen om de doelen en tijdlijnen te realiseren. Bijsturing kan voor vraag, aanbod en infrastructuur verschillende instrumenten vereisen, maar deze moeten wel onderling consistent vastgesteld en ingezet worden.

---

<sup>68</sup> Zie hierover ook bijvoorbeeld het World Economic Forum, *Transforming Energy Demand*, White Paper, januari 2024.

<sup>69</sup> CE Delft (2023), p. 4, beschouwt dit als een noodzakelijke voorwaarde.

<sup>70</sup> Zie bijvoorbeeld ook World Economic Forum, *Transforming Energy Demand*, White Paper, januari 2024, p. 33 en p. 35 over beleidsaanbevelingen. Zie ook CE Delft (2023), hoofdstukken 6 en 7, waarin een overkoepelend beeld wordt geschetst van de Nederlandse industrie die zou kunnen verdwijnen, blijven of erbij komen en het transitiepad (“[...] welke randvoorwaarden zijn er om fossielvrij te kunnen produceren, wanneer moet wat gebeuren en met welk beleid kan het gat tussen wens en werkelijkheid worden gedicht?”).



## Literatuur

ACM, *Discussienota Ontwikkeling waterstofinfrastructuur: snel, gericht en kostenefficiënt beginnen*, 19 december 2023

ACM, *Consultatie Toekomstige reguleringsmethode netbeheerders, Voor de reguleringsperiode vanaf 2027*, oktober 2023

AFRY, *The business case and supporting interventions for Dutch offshore wind*, A report to the Ministry of Economic Affairs and Climate Policy, maart 2020

CE Delft, *Verkenning van een fossielvrije industrie, Productie binnen het carbonbudget*, april 2023

CE Delft, *Doorlooptijden investeringen elektrificatie*, Inzicht in de tijdlijn van het klimaatakkoord, februari 2021

CERRE Centre on Regulation in Europe, *The European Wholesale Electricity Market: From Crisis to Net Zero*, oktober 2022

Ecorys, *Analysing differences in energy costs for the EU metallurgical industry*, december 2023, <https://www.ecorys.com/case-studies/analysing-differences-in-energy-costs-for-the-metallurgical-industry-in-the-eu/>

Europese Commissie, *Proposal for a Regulation of the European Parliament and of the Council amending Regulations (EU) 2019/943 and (EU) 2019/942 as well as Directives (EU) 2018/2001 and (EU) 2019/944 to improve the Union's electricity market design*, 14 maart 2023

Financieel Dagblad, *SolarDuck haalt €15 mln op voor zonneparken op zee*, 21 december 2023

Financieel Dagblad, *Investeringen in groene waterstof komen niet van de grond*, 14 december 2023

Financieel Dagblad, *De energietransitie wordt 'ongezellig en rommelig'*, 26 oktober 2023

Formatiewerkgroep Klimaat en Energie, *Keuzewijzer Klimaat en Energie*, 4 december 2023

Guidehouse, *Analyse voor Programma Verduurzaming Industrie, Analyse als input voor routekaart verduurzaming industrie*, 16 februari 2023

Juhász, R., N. Lane en D. Rodrik, *The new economics of industrial policy*, augustus 2023

Karsten, E. en M. Mulder, *Hernieuwbare stroom kan voorlopig niet zonder subsidie*, ESB nu, 21 juli 2020, <https://esb.nu/hernieuwbare-stroom-kan-voorlopig-niet-zonder-subsidie/>

Landelijk Actieprogramma Netcongestie, 21 december 2022

McKinsey, *An affordable, reliable, competitive path to net zero*, 30 november 2030, <https://www.mckinsey.com/capabilities/sustainability/our-insights/an-affordable-reliable-competitive-path-to-net-zero>

McKinsey, *Full throttle on net zero: Creating value in the face of uncertainty*, 20 september, 2023, <https://www.mckinsey.com/capabilities/sustainability/our-insights/full-throttle-on-net-zero-creating-value-in-the-face-of-uncertainty>

Ministerie van Economische Zaken en Klimaat, *Nationaal plan energiesysteem*, hoofddocument, 1 december 2023

Ministerie van Economische Zaken en Klimaat, *Industriebeleid Kabinetsaanpak Klimaatbeleid*, 14 juli 2023

Ministerie van Economische Zaken en Klimaat, *Een nationaal programma voor versnelde verduurzaming van de industrie*, 24 maart 2023

Ministerie van Economische Zaken en Klimaat, *Versnellingsaanpak energietransitie*, 24 maart 2023

Ministerie van Economische Zaken en Klimaat, *Prioriteringskader uitbreidingsinvesteringen netbeheerders*, 17 maart 2023

Ministerie van Economische Zaken en Klimaat, *Voortgang Meerjarenprogramma Infrastructuur Energie en Klimaat (MIEK)*, 2 december 2022

Ministerie van Economische Zaken en Klimaat, *Zomerbrief Maatwerk*, 8 juli 2022

Ministerie van Economische Zaken en Klimaat, *Reactie op de Routekaart Elektrificatie Industrie*, 19 september 2022

Minister voor Klimaat en Energie, *Kabinetsaanpak Klimaatbeleid*, 23 juni 2023

Motie van de leden Boswijk, Erkens en Grinwis, Nr. 29, Tweede Kamer, vergaderjaar 2023–2024, 36 410 XIII, nr. 29, 12 oktober 2023

Nationaal Programma Verduurzaming Industrie, *Routekaart verduurzaming industrie 1.0*, juli 2023

Nederlandse Vereniging Duurzame Energie (NVDE), *Actieagenda Kortere Doorlooptijden Energietransitieprojecten – Eindrapportage – Versie 2.0*, 8 december 2023

Nederlandse Vereniging Duurzame Energie (NVDE), *Ontwikkeling vraag industrie en aanbod elektriciteit richting 2030 en daarna*, Concept-uitvraag onderzoek, 20 oktober 2023

PBL, TNO, CBS & RIVM, *Klimaat- en Energieverkenning 2023, Ramingen van broeikasgasemissies, energiebesparing en hernieuwbare energie op hoofdlijnen*, Den Haag: Planbureau voor de Leefomgeving, 2023

TKI Energie en Industrie, *Elektrificatie: cruciaal voor een duurzame industrie, Routekaart Elektrificatie in de Industrie*, oktober 2021

TNO 2020 P11648, *Verkenning instrumentatie voor industriële elektrificatie*, 7 december 2020

Wind Europe, *Wind energy in Europe, 2022 Statistics and the outlook for 2023-2027*, februari 2023

World Economic Forum, *Transforming Energy Demand*, White Paper, januari 2024