

Naar een CO₂-vrij elektriciteitssysteem in 2035

Uitvoeringsoverleg Elektriciteit

Werkgroep CO₂-vrij elektriciteitssysteem 2035

6 mei 2022

1. Samenvatting

De komende tientallen jaren, richting 2050, zal er een enorme toename van de vraag naar elektriciteit ontstaan. Dit zal de overgang naar een klimaatneutrale samenleving faciliteren. De elektriciteitssector kan deze rol optimaal vervullen indien ervoor gezorgd wordt dat de sector snel klimaatneutraal wordt.

Wind en zon zullen hierbij de hoofdrol spelen. Tegelijkertijd zal er een sterke uitbouw van flexibele vraag en vermogen moeten plaatsvinden om de fluctuaties van wind en zon en langere periodes zonder veel wind en zon op te vangen. Het regelbaar vermogen zal van hoofdzakelijk conventioneel over moeten gaan naar CO₂-vrij of zelfs CO₂-negatief.

Het Uitvoeringsoverleg Elektriciteit heeft deze groep (bijlage 2) gevraagd te onderzoeken of en hoe een CO₂-vrij elektriciteitssysteem in 2035 gerealiseerd kan worden. Dit rapport toont aan dat het kan.

Nederland heeft om meerdere redenen een goede uitgangspositie. Niet alleen zorgt de Noordzee voor de mogelijkheid van een sterke uitbouw van wind, mede t.b.v. de productie van waterstof. Tevens is het bestaande park aan centrales geschikt om voor een belangrijk deel onderdeel te zijn van een CO₂-vrij elektriciteitssysteem waardoor de totale maatschappelijke kosten beperkt kunnen worden.

De benodigde investeringen ten behoeve van ombouw en nieuwbouw van installaties zullen desalniettemin hoog zijn. De business cases zullen voor deze investeringen mogelijk negatief en zeer onzeker zijn.

De moeilijk te controleren onzekerheden worden voor het grootste deel veroorzaakt door onzekerheid over toekomstig overheidsbeleid, dit zowel nationaal als Europees, maar zeker ook dat van de buurlanden.

Om de kosten van de transitie te minimaliseren en er tegelijkertijd voor te zorgen dat leveringszekerheid en de elektriciteitsprijs acceptabel blijven, is een in goed overleg uitgewerkt stappenplan essentieel.

De doorlooptijden van de benodigde investeringen en projecten zijn lang en essentiële stappen zullen dus snel gemaakt moeten worden.

In dit rapport worden de verschillende opties, risico's en mogelijke afwegingen uitgebreid belicht. Als vervolgstappen worden het volgende geadviseerd:

- Ontwikkel een concrete routekaart met ontwikkeling in de tijd van CO₂-vrij flexibel vermogensbehoefte;
- Zorg voor een techniek-neutraal ondersteuningsmechanisme gericht op stimuleren en faciliteren investeringen in CO₂-vrij vermogen waarmee overheids- en marktrisico's op doelmatige wijze kunnen worden afgedekt, rekening houdend met de transitie in andere sectoren die concurreren om beschikbare hernieuwbare brandstoffen;
- Onderzoek noodzaak voor aanvullende duurzaamheids- en vergunningscriteria voor ombouw/nieuwbouw waterstof, BECCS, gas/CCS-centrales en indien nodig, stel deze vast;
- Start codewijzigingstraject gericht op wegnemen tarief barrières voor DSR en batterij-opslag (en specificatiebelemmeringen voor levering balanceringsdiensten);
- Ontwikkel een transparant proces van infrastructuurinvesteringen met effectieve betrokkenheid van representatieve organisaties van alle infrastructuurgebruikers.

2. Inhoudsopgave

1	Samenvatting	p.2
2	Inhoudsopgave	p.3
3	Inleiding en opdracht	p.4
4	Beleids- en marktcontext	p.5
5	Analyse van technologische opties	p.9
6	Analyse van blokkades	p.15
7	Bespreking visies 2035 en verder	p.18
8	Robuustheid systeem en voorzieningszekerheid	p.22
9	Uitdagingen voor leveringszekerheid	p.24
10	Benodigde maatregelen en beleid	p.25
11	Doelmatigheid systeem	p.30
12	Aanbevelingen	p.32
	Bijlagen	p.34

3. Inleiding en opdracht

Nederland heeft als doelstelling om CO₂-vrij te worden in 2050. Aangezien de elektriciteitssector relatief eenvoudig te decarboniseren is en de decarbonisatie in andere sectoren zal moeten faciliteren zal de elektriciteitssector in ieder realistisch pad richting 2050 in 2035 of hooguit kort daarna CO₂-vrij moeten zijn.

De werkgroep zal twee hoofdvragen dienen te beantwoorden. Deze staan uitgebreid beschreven in de opdrachtbeschrijving (bijlage 1). Kort gezegd moet er voldoende korte termijn flexibiliteit (intraday) zijn om de vraag en het aanbod op elkaar aan te passen en voor de langere termijn flexibiliteit moet ervoor gezorgd worden dat deze er is en CO₂-neutraal wordt.

Voor dit rapport wordt het Aurora rapport¹ van oktober 2021 als basis gebruikt. De werkelijke toekomstige ontwikkelingen kunnen en zullen hiervan afwijken. Waar in dit rapport numerieke aannames genoemd worden zijn deze óf afgeleid uit het Aurora rapport óf uit een ander dan separaat vermeld rapport. Over het algemeen wordt in dit rapport een globaal beeld geschetst, zonder exacte numerieke uitkomsten te voorspellen.

¹ Aurora Energy Research, oktober 2021, CO₂-free flexibility options for the Dutch power system

4. Beleids- en marktcontext

Beleidscontext

In de kamerbrief van 11 februari 2022² over de uitwerking van het coalitieakkoord voor klimaat en energie is een indicatieve restemissie van 6,1-20,5 Mton in 2030 opgenomen voor de elektriciteitssector. De bandbreedte is in lijn met de KEV 2021³ die de puntwaarde heeft losgelaten. De activiteiten in de Nederlandse elektriciteitsmarkt hangen volgens PBL te sterk af van de ontwikkelingen in de vraag en het aanbod in het buitenland waarmee de Nederlandse sector zo sterk is verbonden.

De elektriciteitsmarkt is Europees. De elektriciteitsprijzen in de landen om ons heen laten regelmatig een vergelijkbaar niveau en patroon zien⁴. Nederland is sterk verbonden met de landen om ons heen (nu 9 GW interconnectie bij een verbruik van minder dan 14 GW). De bestaande interconnectie-capaciteit kan de komende jaren nog meer benut worden⁵.

De Elektriciteitsverordening⁶ werkt rechtstreeks in alle lidstaten en bevat met de artikelen 5 en 6 de Europese basis voor het systeem van balanshandhaving en programmaverantwoordelijkheid waardoor er grote financiële risico's zijn voor marktpartijen die onbalans veroorzaken. Dit is een sterke korte termijn (financiële) prikkel om in voldoende mate over flexibiliteit te beschikken.

Balanshandhaving en programmaverantwoordelijkheid

Balanshandhaving en programmaverantwoordelijkheid betekent dat alle marktdeelnemers gezamenlijk zorgen dat er op elk moment evenveel elektriciteit op het Europese elektriciteitsnet wordt gezet, als dat eraf wordt gehaald. Hiermee blijft de frequentie precies 50 Hz.

Balansverantwoordelijke partijen maken elke dag een programma voor de volgende dag en kunnen dat gedurende de dag nog aanpassen met handel op de intraday markt. De optelling van alle programma's samen is per definitie op elk moment in evenwicht, ofwel vraag en aanbod van elektriciteit in Europa zijn op elk moment in evenwicht. Als uiteindelijk op het moment van uitvoering een of meer partijen niet aan zijn programma kan voldoen en daardoor systeemonbalans ontstaat, dan zet TenneT reservevermogen in tegen de prijs die een partij daarvoor vraagt en zet de rekening door aan de partij die niet aan zijn programma voldoet. In een krappe markt kan die rekening bij uitval van een flink vermogen snel hoog oplopen: 1.000 MW tegen 1.000 Euro / MWh, betekent een rekening van € 1.000.000,- per uur dat er niet aan het programma kan worden voldaan. Dit risico maakt dat partijen sterk geneigd zullen zijn om te voldoen aan hun verplichtingen om de balans te handhaven. Hiervoor kunnen zij een mix aan middelen inzetten met opwekvermogen dat achter de hand is, (batterij)opslag en (afspraken over) flexibiliteit in de vraag.

² https://www.tweedekamer.nl/kamerstukken/brieven_regering/detail?id=2022Z02655&did=2022D05576, kamerstuk 32813-974.

³ <https://www.pbl.nl/sites/default/files/downloads/pbl-2021-klimaat-en-energieverkenning-2021-4681.pdf>

⁴ Zie bijvoorbeeld: <https://www.nordpoolgroup.com/Market-data1/#/nordic/map>

⁵ Zie tabel 3-4 op blz 28 uit Rapport Monitoring Leveringszekerheid 2021 (2021-2030) van TenneT, https://www.tennet.eu/fileadmin/user_upload/Company/Publications/Technical_Publications/Dutch/TenneT_Rapport_Monitoring_Leveringszekerheid_2021.pdf.

⁶ <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/nl/TXT/?uri=CELEX:32019R0943>

Het Europese emissiehandelssysteem (EU ETS) is van toepassing op de elektriciteitssector. Elektriciteitsopwekking uit kolen of aardgas zonder afvang en opslag van de CO₂ vergt emissierechten. Voor het bestaande EU ETS stelt de Europese Commissie voor⁷ het emissiereductiedoel aan te scherpen. Het doel in de huidige richtlijn is 43% reductie in 2030 ten opzichte van 2005. De Commissie stelt voor de jaarlijkse daling van het plafond te verhogen van 2,2% naar 4,2%, wat neerkomt op een reductiedoel van 61% in 2030 t.o.v. 2005. Als bij de volgende herziening van de richtlijn voor de vijfde handelsperiode (2030–2040) de jaarlijkse reductie onverkort doorgaat, dan bereikt het plafond het nulpunt in 2040. Dit betekent dat dan de hele elektriciteitssector, samen met de grote industrie in de EU in 2040 per saldo geen CO₂ uitstoot.

In de kamerbrief over leveringszekerheid elektriciteit⁸ is beschreven wat het Europese kader is voor leveringszekerheid elektriciteit (artikelen 20 en 21 uit de Elektriciteitsverordening). Nederland is voornemens om in de Energiewet een bepaling op te nemen, op basis waarvan de Minister van Economische Zaken en Klimaat TenneT kan opdragen een strategische reserve in te richten als bedoeld in artikel 21, derde lid, van de Elektriciteitsverordening. Pas bij het vaststellen van een leveringszekerheidsprobleem en als het wegnemen van regulatoire belemmeringen en/of marktverstoringen onvoldoende soelaas biedt, mag een strategische reserve worden ingericht. Een strategische reserve is een vorm van productievermogen of vraagresponso die buiten de markt staat en op momenten van schaarste kan worden ingezet. De inzet van de strategische reserve wordt aan regels gebonden.

BECCS telt mee volgens de emissieboekhoudingsregels van de UNFCCC. Elke ton CCS, biogeen of niet, telt mee in ons nationale doelbereik. Beloning van BECCS is nog niet operationeel in EU ETS. De huidige richtlijn bevat er wel een haakje voor, maar die is nog nooit uitgewerkt. Biomassa onder ETS moet voldoen aan RED-duurzaamheidscriteria om nultelling te krijgen. In Europees verband geldt de Renewable Energy Directive, die o.a. de regels voor subsidiering van hernieuwbare energie bepaalt. De RED stelt in artikel 29 duurzaamheidseisen aan biomassa die wordt ingezet voor hernieuwbare energieproductie. Onder het voorstel tot aanpassing van de REDII is het vanaf 2027 niet mogelijk om nieuwe subsidie te geven voor het gebruik van houtige biomassa voor uitsluitend elektriciteitsopwekking. BECCS is in de RED vrijgesteld van deze verboden. In het RED-voorstel worden de duurzaamheidseisen van artikel 29 aangescherpt en over een groter aantal installaties toegepast. In artikel 3(3) van het RED-voorstel wordt middels een (in gedelegeerde handeling uit te werken) cascaderingsprincipe aangestuurd op de inzet van biobrandstoffen waar de grootste toegevoegde waarde wordt gecreëerd. Nationaal wordt ingezet op een zo hoogwaardig mogelijke inzet van biograndstoffen⁹. Laagwaardige toepassingen (elektriciteit en lagetemperatuurwarmte) worden afgebouwd, terwijl middenwaardige (hogetemperatuurwarmte, zwaar transport) en hoogwaardige toepassingen (chemie en materialen) worden opgebouwd.

Het coalitieakkoord bevat het voornemen om alleen nog biomassa van Europese oorsprong toe te laten. Het is de vraag of dit voornemen implementeerbaar is, omdat het verbieden van import van houtige biograndstoffen uit derde landen alleen kan in EU-verband. Daarnaast is het in strijd met de WTO regels¹⁰ om regels te stellen aan het gebruik van producten op basis van herkomst.

Volgens de Wet verbod op kolen bij elektriciteitsproductie is het vanaf 1 januari 2030 verboden om in een productie-installatie elektriciteit op te wekken met behulp van kolen.

⁷ <https://zoek.officiëlebevestigingen.nl/kst-22112-3193.html>

⁸ <https://zoek.officiëlebevestigingen.nl/kst-29023-269.html>

⁹ <https://zoek.officiëlebevestigingen.nl/kst-32813-617.html>

¹⁰ <https://www.rijksoverheid.nl/documenten/kamerstukken/2022/04/22/beleidsinzet-biograndstoffen>

In het coalitieakkoord¹¹ is opgenomen:

- Borssele blijft open, het kabinet zet stappen voor de bouw van twee nieuwe kerncentrales (€ 5 miljard gereserveerd);
- Ombouw gascentrales (€ 1 miljard gereserveerd).

Marktcontext

Nationaal en Europees beleid bepaalt de spelregels waarmee de markt rekening moet houden en stelt de kaders voor een efficiënt elektriciteitssysteem met voldoende leveringszekerheid. Consumenten, producenten en leveranciers maken hun eigen investeringsbeslissingen en operationele beslissingen op basis korte en lange termijn afwegingen. Dit hoofdstuk geeft een inkijk hoe de sector, binnen de geldende kaders en regels, in grote lijnen omgaat met operatie en investeringen.

Investeringsbeslissingen van de markt

Aurora schat kosten, opbrengsten en volumes op basis van modellen en aannames, hetgeen nuttig is als informatiebron voor de markt en de overheid in de vormgeving van beleid en de voorbereiding van de markt op de toekomst. Deze cijfers vormen echter geen zekerheid, niemand weet hoe een markt in een complexe transitie zich zal ontwikkelen.

De daadwerkelijk investeringen zullen afhangen van de business cases die te zijner tijd door de marktpartijen ontwikkeld worden op basis van bedrijfsstrategie, politieke acceptatie, markt/prijs scenario's, risico/sensitiviteitsanalyses en aanvullende prikkels uit stimuleringsprogramma's. Het is dus niet bij voorbaat dat de markt de investeringen zal doen die rapporten als meest effectief of goedkoop classificeren. Vooral brandstofprijzen hebben een grote impact op business cases en geleid op de waarschijnlijk beperktere volumes en minder liquide markten die hernieuwbare brandstoffen hebben, vergeleken met kolen en aardgas, kan dit significante effecten hebben op de werkelijk brandstofprijzen in investeringsbeslissingen. Daarnaast zullen waterstof, hernieuwbare opwek en opslag nog belangrijke kostendalingen laten zien. Een sterkere of minder sterkere mate van kostenverlaging over 10 jaar zal een grote impact hebben op de toekomstige optimale mix. De kostendaling van opslag en hernieuwbare opwek is tot nu toe regelmatig onderschat door analisten.

Daarnaast zullen grote investeringen rekening moeten houden met toekomstige veranderingen in het productiepark. Waar voorheen vooral goed voorspelbare technische en economische ontwikkelingen investeringen aanjaagden, is het momenteel steeds meer beleid en stimulering welke investeringen aanjagen. In de transitie is dit onvermijdelijk en noodzakelijk en het zal vooralsnog niet minder worden, maar als keerzijde zijn investeringen die zich over tientallen jaren moeten terugverdienen daardoor steeds risicovoller. Een eventuele invoering van een strategische reserve (SR), zoals mogelijk gemaakt in de Energiewet, plaatst vermogen buiten de markt. Dit verbetert in principe de markt voor het resterende overgrote deel van het vermogen dat in de markt actief blijft. Een SR brengt wel enige onzekerheid met zich mee in hoeverre tussentijds investeringen straks mee mogen dingen, hetgeen vooral een zorg is voor opslag en DSR.

Investeringsbeslissingen en dagelijkse inzet

Wanneer investeringsbeslissingen eenmaal genomen zijn en deze operationeel zijn, wordt de daadwerkelijke dagelijkse inzet bepaald door de marktprijzen (en verschillen tussen de elektriciteitsprijs en de brandstofprijs, zogenaamde *spreads*) van dat moment. Het Aurora rapport geeft weliswaar aan dat bepaalde technologieën goedkoper zijn, maar (brandstof) overschotten en

¹¹ <https://www.kabinetsformatie2021.nl/documenten/publicaties/2021/12/15/coalitieakkoord-omzien-naar-elkaar-vooruitkijken-naar-de-toekomst>

tekorten en bijbehorende prijzen zijn bepalend voor de daadwerkelijke inzet. Het afdekken van deze prijsrisico's op de markt en *Power Purchase Agreements* kunnen het risico van investeringsbeslissingen verminderen, maar de daadwerkelijke inzet wordt over het algemeen bepaald door de actuele spreads, beschikbaarheden en overige factoren zoals het weer.

Over het algemeen hebben individuele producenten weinig invloed op de marktprijzen aangezien deze overwegend op basis van marginale inzet in een Europese markt tot stand komen. Centrales hebben in de regel geen enkele lange termijn commerciële verplichting langer dan 3 jaar die invloed heeft op investeringsbeslissingen. Het is onzeker of afnemers of leveranciers op dit moment bereid en in staat zijn om dergelijke langlopende contracten af te sluiten. Er zijn echter wel ontwikkelingen die het mogelijk maken om langer dan 3 jaar vooruit te handelen op de termijnmarkt. Als deze termijnmarkt liquide wordt dan kan dat positief zijn voor investeringszekerheid. De dagelijkse inzet wordt ook bepaald door technische beperkingen van de verschillende technologieën: opslag moet eerst opgeladen worden en heeft een beperkt volume, DSR heeft wellicht tijd nodig om processen af te kunnen regelen en ook (omgebouwde) kolen- en kerncentrales zullen niet snel meerdere keren per dag stoppen, in tegenstelling tot gascentrales. Dergelijke technische beperkingen hebben ook effecten op de inzet en ideale mix.

Grote onderhoudsmomenten (om de circa 3 jaar) worden over het algemeen ook als een investeringsbeslissing gezien waarin sluiting of het 'in de mottenballen zetten' ook altijd een optie is. Producenten moeten dus geheel op basis van bedrijfsstrategie, lange termijnsenario's en eventueel stimuleringsmaatregelen investeringsbeslissingen nemen.

Marktprikkels voor investeringen

Balansverantwoordelijke partijen (BRPs), hebben de plicht om opwek/inkoop en verbruik te balanceren. Dat vormt een impliciete prikkel om voldoende flexibiliteit in te kopen. Momenteel wordt hiervoor de spotmarkt gebruikt. Indien op termijn de spotmarkt minder liquide zou worden door teruglopende investeringen, kan dit een prikkel vormen om voor langere tijd regelbaar vermogen in te kopen. De vraag rijst wel in hoeverre deze prikkel leidt tot *tijdige* investeringen en welke investeringshorizon hiermee gecreëerd wordt, aangezien de meeste contracten niet langer dan 3 jaar zijn.

Aangezien de TenneT balanceringsmarkten (FCR en FRR) relatief klein in omvang zijn en snel verzadigd raken, spelen ook deze markten een relatief kleine rol in de totstandkoming van het elektriciteitssysteem van de toekomst.

5. Analyse van de technologische opties

Algemeen

De technologieën die ingezet kunnen worden om het huidig opgestelde vermogen aan CO₂-emitterende centrales te vervangen worden in dit rapport besproken.

Elektrolyzers ten behoeve van de productie van groene waterstof zijn niet beschouwd omdat deze de verdere uitbouw van hernieuwbare opwek zal volgen en ze bij krapte (hoge prijzen) weinig elektriciteit zullen afnemen.

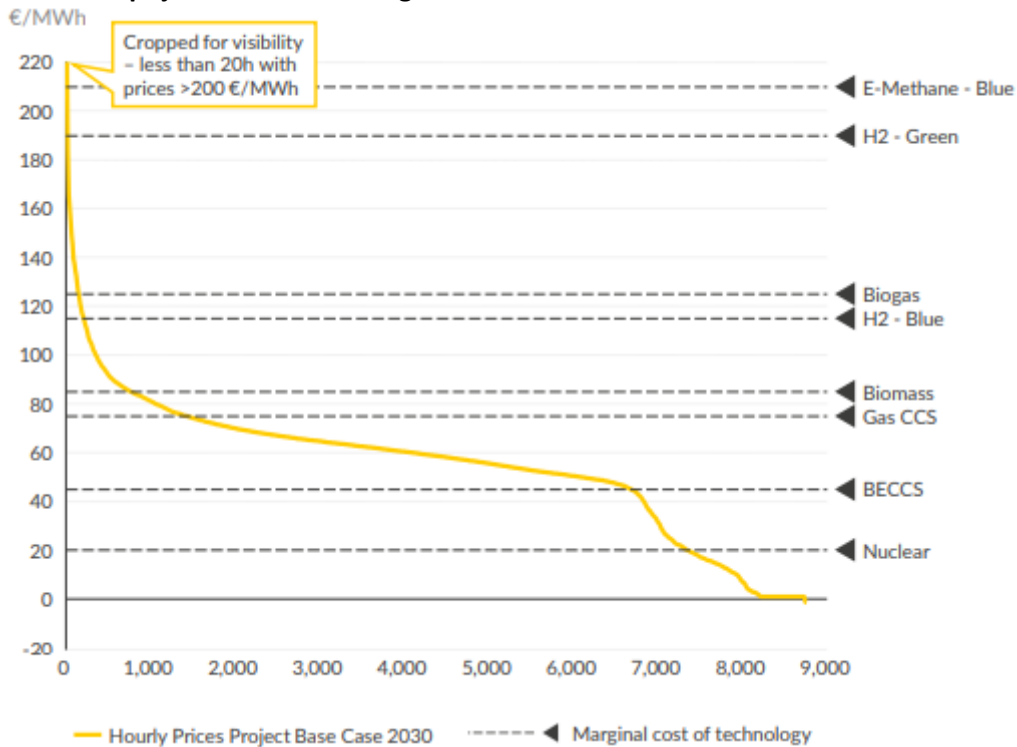
Gezien het lage Technology Readiness Level (maat voor commerciële maturiteit van nieuwe technologieën) worden brandstoffen in de vorm van metaalpoeders eveneens niet beschouwd. Mogelijk kan deze technologie na 2035 een rol spelen. Biomethaan wordt niet beschouwd gezien het te verwachten lage potentieel voor de elektriciteitssector tot 2035 al zal beperkte inzet wel mogelijk zijn. De EU staat nieuwe subsidies voor biomassa voor elektriciteitsopwekking zonder CCS vanaf 2027 niet meer toe. Elektriciteitscentrales op biomassa zullen daarom waarschijnlijk slechts een overgangsfase zijn naar biomassa centrales met CCS (BECCS).

De analyse bevat geen beschouwing van de voor- en nadelen van de betreffende technologieën, maar zal nagaan welke technologische en economische aspecten bij de keuze, ontwikkeling en opschaling van de technologie meegenomen moeten worden. Verder zal er een beeld geschetst worden van de benodigde doorlooptijden tot implementatie.

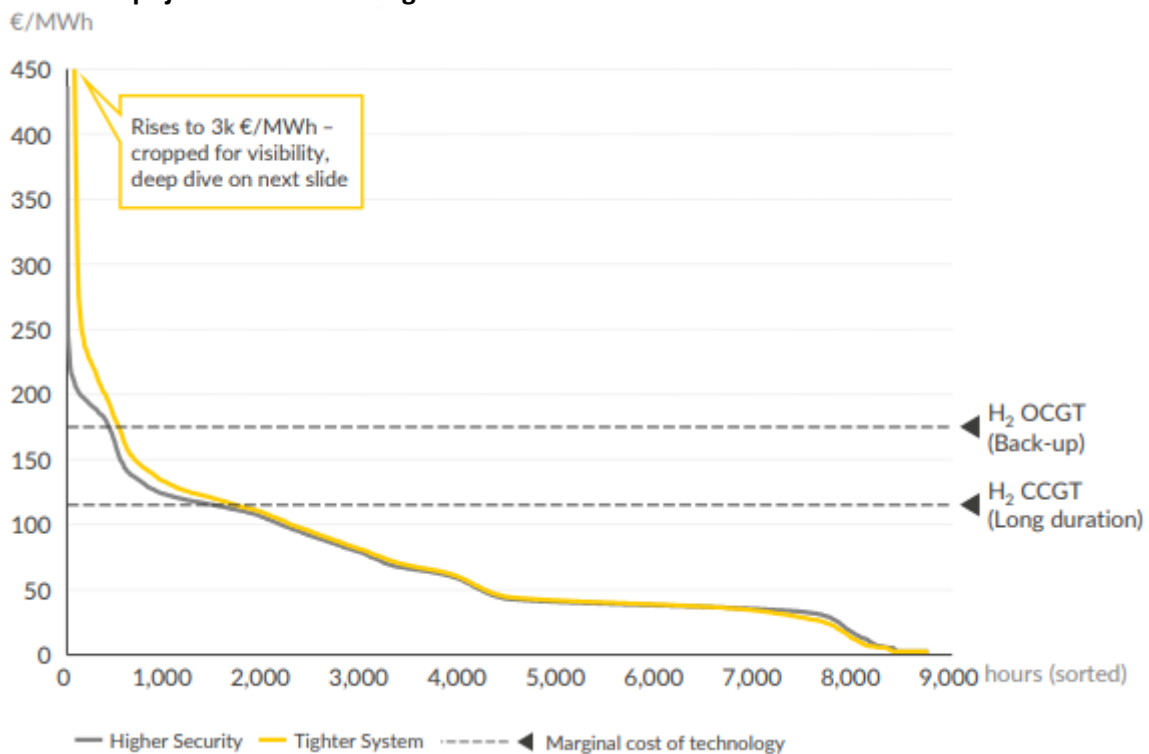
De te verwachten vollasturen voor de verschillende technologieën zijn afgeleid uit de onderstaande grafieken uit het Aurora rapport¹². Deze grafieken geven de verwachte prijsduurcurves in de jaren 2030 en 2050 weer. De grafiek van 2050 gaat uit van een 100% CO₂-vrij elektriciteitssysteem, dit geeft een beeld voor hoe een 100% CO₂-vrij systeem in 2035 eruit zou kunnen zien. Aangezien het aantal draaiuren tot op zekere hoogte beïnvloed wordt door de aannames, en er nog een onzekerheidsmarge is voor de komende jaren, worden in dit rapport de CO₂-vrije technologieën in drie categorieën onderverdeeld; peakers (0-1000 vollasturen), mid-merit (1000-4000 vollasturen) en basislast (5000-8000 vollasturen).

¹² Aurora Energy Research, oktober 2021, CO₂-free flexibility options for the Dutch power system

Grafiek 1: prijsduurcurve en marginale kosten in 2030



Grafiek 2: prijsduurcurve en marginale kosten in 2050



Naast classificatie van typische peakers, mid-merit en basislast centrales moet er ook een andere typering aangebracht worden: de “productie diepte” van de assets: hoe lang kunnen deze assets elektriciteit leveren.

Aurora gaat ervan uit dat centrales die een brandstof stoken geen praktische brandstoflimieten hebben en vormen daarmee lange termijn flexibiliteit. Deze assets kunnen lange periodes van weinig zon en wind overbruggen en hoeven niet opgeladen te worden. In de praktijk zijn er wel brandstoflimieten en zijn de daaraan gekoppelde marktprijzen onzeker. Dit beïnvloedt het aantal uren dat deze centrales economisch kunnen draaien. Klassieke centrales (wel of niet CO₂-vrij) vallen hieronder.

Korte termijn opslag is daarentegen per definitie gelimiteerd in volume. Hierdoor heeft korte termijn opslag over het algemeen veel cycli nodig om renderend te zijn en is de waarde van korte termijn opslag voor leveringszekerheid niet vergelijkbaar met die van centrales. DSR kan verschillende karakteristieken hebben, welke hieronder besproken worden.

Soms wordt voor de discussie of modelering een en ander versimpeld door bijvoorbeeld 48 uur als overgangsmoment tussen korte termijn en lange termijn aan te wijzen. Het is belangrijk te beseffen dat dit een arbitrair getal is en dat de markt hier geen rekening mee houdt, noch hier naartoe optimaliseert.

Nucleair

Kerncentrales worden economisch gezien gekenmerkt door enerzijds hoge investerings- en vaste operationele kosten en anderzijds lage variabele kosten. Als gevolg van de lage variabele kosten zullen kerncentrales ook in het toekomstige elektriciteitssysteem naar verwachting een hoog aantal draaiuren hebben (basislast).

De ontwikkelings- en bouwtijden van de huidige generatie kerncentrales zijn lang. Er zijn drie fases te onderscheiden, ten eerste zullen de randvoorwaarden geschapen moeten worden teneinde er voor te zorgen dat private partijen bereid zijn de ontwikkeling van een bouwproject te starten, deze fase zal 3-4 jaar duren. Deze fase zal in dit geval aan de vergunnings- en bouwvoorbereidingsfase voorafgaan daar de vergunnings- en bouwvoorbereidingsfase reeds zeer kapitaalintensief is. Daarna volgt het vergunningstraject en de bouwvoorbereidingsfase (3-5 jaar) en vervolgens de bouwfase (10-12 jaar). De eerste centrale zal dus ruim na 2035 in bedrijf genomen kunnen worden.

Indien gekozen wordt voor SMRs (small modular reactors) zullen enerzijds de doorlooptijden naar verwachting korter zijn, maar zullen anderzijds de technologische ontwikkeling afgewacht moeten worden. Naar verwachting zullen tegen 2030 een of meerdere ontwerpen gebouwd zijn. Daarna, of mogelijk gedeeltelijk anticiperend hierop, kunnen de drie hierboven genoemde ontwikkelingsfasen doorlopen worden. Deze zullen waarschijnlijk korter zijn dan bij de grote reactoren, maar een inbedrijfstelling is pas ruim na 2035 te verwachten.

BECC(U)S

BECCS betreft elektriciteitsopwekking met biomassa en CCS.

Bij de bouw van een nieuwe BECCS-eenheid zijn de bouwkosten relatief hoog, maar aangezien er centrales omgebouwd kunnen worden naar BECCS en de investeringskosten dan beperkt zijn wordt er hierna van ombouw uitgegaan.

BECCS heeft relatief lage variabele kosten (biomassakosten plus variabele CCS kosten min veronderstelde opbrengsten uit negatieve emissies) en zal in het toekomstige systeem een relatief hoog aantal draaiuren hebben (basislast). Verder leidt BECCS tot negatieve emissies of de productie van groene koolstof (Usage in BECCUS). Bij stijgende brandstofkosten of geen (significante) inkomsten uit negatieve emissies zal het aantal draaiuren afnemen (mid-merit tot basislast).

De op dit moment operationele CCS-installaties vangen 80 tot 95% van de CO₂ af. Om afdoende decarbonisatie te verkrijgen zal gerealiseerd moeten worden dat meer dan 90% afgevangen wordt. Het is te verwachten dat tegen 2030 meer dan 95% haalbaar is.

De vergunningsfase voor de ombouw naar BECCS zal 2-3 jaar duren waarna een investeringsbeslissing moet volgen en de ombouw 3-4 jaar in beslag neemt. De eerste eenheden kunnen dus tegen 2030 in bedrijf genomen worden.

Gascentrales met CCS

Gascentrales kunnen tegen beperkte kosten van CCS voorzien worden en zullen daarna relatief hoge variabele kosten hebben (mid-merit). Indien de gasprijzen in de toekomst duidelijk hoger blijven dan Aurora verwacht, zal het aantal draaiuren lager zijn (peaker).

Wat betreft de afvangpercentages is de situatie voor gascentrales met CCS gelijk aan die bij BECCS. Bij toepassing van biogas worden negatieve emissies bereikt.

De doorlooptijden zijn vergelijkbaar maar mogelijk iets korter dan voor BECCS dus de eerste gaseenheden zouden tegen 2030 van CCS voorzien kunnen zijn.

Gascentrales met inzet van waterstof

Onder de term waterstof beschouwen we hier zowel waterstof als ammonia als synthetisch methaan.

De ombouw naar waterstof en ook de bouw van kleine eenheden die op waterstof bedreven kunnen worden vergen relatief lage investeringskosten, maar zullen hoge variabele kosten hebben. Hierdoor zal het aantal draaiuren afhankelijk van de efficiëntie van de eenheid, het stimuleringskader en de beschikbare alternatieven in het peaker of mid-merit bereik liggen.

Indien gebruik wordt gemaakt van blauwe waterstof zijn de variabele kosten vergelijkbaar met 'gascentrales met CCS', terwijl de flexibiliteit wordt gecreëerd om in de toekomst over te stappen op groene waterstof.

De vergunningstrajecten (1-2 jaar) en de bouw- of ombouwfases (1-3 jaar) zullen relatief kort zijn.

Daar de leveranciers van deze eenheden hun technologische ontwikkeling afstemmen op de te verwachten vraag kan het tot 2030 duren voor de eerste grote gaseenheden naar 100% waterstof omgebouwd kunnen worden. Kleinere eenheden (met een lagere efficiëntie) zullen wel al eerder (vanaf 2025) beschikbaar zijn. De inzet van waterstof volumepercentages van 30-50% zal wel al eerder mogelijk zijn, het percentage hangt van de technologie af. Gascentrales zijn geschikt om meerdere keren per dag te starten en hebben daarmee een lage bijdrage aan negatieve marktprijzen en curtailment van hernieuwbare opwek uit zon en wind.

Elektriciteitsopslag

Batterijen zijn op dit moment de meest economische vorm van elektriciteitsopslag. Ook Compressed Air Energy Storage en Redox flow batterijen kunnen uiteindelijk, afhankelijk van de technologische ontwikkelingen, een bijdrage leveren. Batterijen voorkomen dat voor relatief korte periodes centrales gestart moeten worden en kunnen bovendien netdiensten leveren. De investeringen zijn laag, maar de economie is sterk afhankelijk van de variatie van de elektriciteitsprijzen op korte termijn.

Elektriciteitsopslag wordt gezien als korte termijn opslag of hoogfrequent regelvermogen. Korte termijn flexibiliteit is uitstekend geschikt om veel voorkomende pieken op te vangen en te

verschuiven. Hiermee kan de inzet van overig regelbaar vermogen geoptimaliseerd en verminderd worden.

Draaiuren kunnen relatief hoog zijn waardoor deze als mid-merit gezien kunnen worden, maar aangezien het opslagvolume beperkt is, is de impact van opslag op de leveringszekerheid beperkt. Opslag concurreert deels met peakers en deels met mid-merit assets op prijs. De uitleg is dat batterijen ook in een periode van langdurig weinig wind en zon de piek van de vraag kunnen verschuiven, waardoor een deel van het piekvermogen vermeden kan worden.

De locatie van een batterij kan een positieve impact hebben op het elektriciteitssysteem door congestie te verminderen en hiermee een additionele inkomstenbron voor opslag verzorgen. Opslag kan echter ook op een verkeerde locatie staan en/of dusdanig op markt uitgebaat worden dat juist congestie veroorzaakt wordt.

Zowel de vergunningsfase als de bouwtijd zijn kort, in totaal zal het zo'n 2-3 jaar in beslag nemen.

Elektrische boilers

(Hybride) elektrische boilers zullen de komende jaren in toenemende mate deel uit gaan maken van het systeem en zullen dan ook regelend ingezet gaan worden. Voor daadwerkelijke uitrol van hybride configuraties zijn echter de relatief hoge netkosten nog een struikelblok. We verwijzen naar het werk van de Power-to-Industry werkgroep voor details en aanbevelingen rondom barrières in de netkosten.

Hybride elektrische boilers (E-boilers) krijgen naar verwachting een vergelijkbaar steunkader als groene waterstof, waarmee deze enkel steun ontvangen wanneer er op termijn een vrij strakke koppeling is met additionele duurzame opwek. Een arbitrage met in eerste instantie aardgas en later een CO₂-vrij alternatief ligt voor de hand, gelet op de conversieverliezen. E-boilers verhogen de elektriciteitsvraag en de afregelende waarde van E-boilers is reeds bij voorbaat "nodig" voor deze additionele duurzame opwekcapaciteit. Op termijn, in een 100% CO₂-vrij elektriciteitssysteem, kan de elektriciteitsprijs (en CO₂-vrije arbitrage brandstof) geheel bepalend zijn voor in de inzet van E-boilers, en ook dan zou het hernieuwbaar zon- en windprofiel in hoge mate bepalend moeten zijn voor de inzet van E-boilers en groene waterstof.

E-boilers en elektrolyzers voor groene waterstof kunnen wel een belangrijke rol spelen in balanshandhaving en intraday handel, maar zijn zoals hierboven uitgelegd niet vergelijkbaar in hun potentie en rol met opslag, DSR en CO₂-vrij regelbaar vermogen.

Demand side response

DSR is een verzamelnaam voor flexibele afname van stroom die tegen geringe investeringskosten (Capex) beschikbaar kan worden gesteld. Hierbij kunnen drie typen worden onderscheiden: (1) stroomverbruik kan in de tijd worden verschoven door het uitstellen van productie of het bufferen van energie; (2) stroomverbruik kan worden verminderd door het switchen van energiedrager bij de productie (van elektriciteit naar aardgas of waterstof); (3) stroomverbruik kan worden verminderd door stopzetting van productie waarvoor stroom nodig is ('make or buy' besluiten).

De variabele kosten kunnen echter aanzienlijk variëren, van ongeveer 60 Euro / MWh tot duizenden Euro / MWh. Hierdoor zal het aantal uren van inzet ook sterk variëren, maar ook voor de DSR-eenheden die weinig ingezet worden zal gelden dat ze op de momenten van inzet wel sterk systeem stabiliserend werken.

Typen 1 en 2 kunnen hoogfrequent (grootschalig mid-merit) worden ingezet. Dit betreft onder meer opties voor 'loadshedding' (bijvoorbeeld elektrochemische industrie, batch processen). E-boilers

kunnen, in hybride vorm, volledig op- en afregelen en zullen daarom, afhankelijk van de prijzen van stroom, CO₂ en de alternatieve brandstof, sterk regelend ingezet worden. Type 3 zal laagfrequent worden ingezet aangezien de waarde van elektriciteit over het algemeen klein zal zijn vergeleken met de toegevoegde waarde van het industrieel proces.

Hoogfrequente flexibiliteit is deels vergelijkbaar en zal concurreren met batterijopslag. Laagfrequente flexibiliteit kan bijdragen aan leveringszekerheid en het vermijden van investeringen in piekcentrales die slechts zeer sporadisch nodig zijn. Beide typen kunnen bijdragen aan de decarbonisatie van het elektriciteitssysteem en het drukken van de kosten van een CO₂-vrije elektriciteitsvoorziening. Hoogfrequente flexibiliteit door de noodzaak aan de inzet/dispatch van CO₂-vrije centrales met hogere variabele kosten te verminderen. Laagfrequente flexibiliteit door de noodzaak van investeringen in CO₂-vrij vermogen/'firm capacity' te verminderen.

Interconnectie

In 2030 wordt in totaal bijna 11 GW aan importcapaciteit verwacht via de interconnectoren. Door elektriciteit over grotere afstanden te kunnen transporteren, kunnen fluctuaties uit de productie van zon en wind beter uitgemiddeld worden en kan gebruik worden gemaakt van flexibiliteitsmiddelen in een groter gebied, ook buiten de landsgrenzen. Door interconnectoren kan met dezelfde flexibiliteitsmiddelen in de gebieden die verbonden zijn een hogere leveringszekerheid gehaald worden of dezelfde leveringszekerheid met minder flexibiliteitsmiddelen.

Op dit moment zijn vooral beperkingen in het interne net limiterend voor de hoeveelheid te benutten interconnectiecapaciteit. Indien we in het kader van de leveringszekerheid optimaal gebruik willen maken van deze capaciteit is het dan ook zaak het interne net voldoende te versterken.

6. Analyse van blokkades

Algemeen

Het Aurora rapport gaat ervan uit, doordat er geen rekening gehouden wordt met de aanscherping van het EU ETS, dat geen van de opties voor regelbaar vermogen of opslag, behoudens DSR, de komende jaren economisch rendabel zal worden. De latere jaren in het Aurora rapport liggen meer in lijn met de aanscherping van het EU ETS en voor die jaren zijn meerdere opties wel (nagenoeg) rendabel. Daarom zal dit feit niet bij iedere optie opnieuw benoemd worden. Wel benoemd worden omstandigheden die de rentabiliteit van de optie onnodig verslechteren. De mogelijke maatregelen om de verschillende technologieën rendabel te maken zullen besproken worden in hoofdstuk 10.

Niet-techno-economische blokkades

Voor de meeste technologieën zijn er niet-techno-economische blokkades die bij de ontwikkeling en investeringsbesluiten meegewogen zullen worden (bijvoorbeeld veiligheid, afval, biodiversiteit en 'Nimby'). Hieronder volgt kort de belangrijkste categorieën niet-techno-economische blokkades.

Politiek en maatschappelijk draagvlak

Voor alle technieken geldt dat zonder politiek en maatschappelijk draagvlak grootschalige inzet ingewikkeld zal zijn. Rond biomassa speelt een breed maatschappelijk debat over op welke wijze biomassa ingezet kan worden zodat hier en elders biodiversiteit behouden blijft, terwijl tegelijk alle sectoren die biomassa nodig hebben voor de transitie worden bediend. Het maatschappelijke debat rond kernenergie is sterk gepolariseerd met uitgesproken voor- en tegenstanders die verschillend kijken tegen de duurzaamheid, veiligheid en nut en noodzaak van de inzet van kernenergie voor de energievoorziening. Het draagvlak voor aardgas (met CCS) is sterk afhankelijk van waar het aardgas gewonnen wordt en het geopolitieke speelveld. Bij batterijen is er discussie over de duurzaamheid van de winning van de benodigde grondstoffen. Bij waterstof is er discussie over de impact van waterstoflekage als broeikasgas en de impact van verliezen in de waterstofketen. Dergelijke maatschappelijke discussies en bijbehorende risico's voor het draagvlak vermindert de investeringsbereidheid van marktpartijen in technieken.

Beleidsonzekerheid

Overheidskeuzes en veranderend klimaatbeleid kunnen in grote mate invloed hebben op winstgevendheid van investeringen die de markt moet doen. Ook keuzes van netbeheerders en andere marktpartijen gaan de koers van de markt voor de komende decennia beïnvloeden. Doordat deze keuzes nog niet gemaakt zijn overheerst onzekerheid, waardoor de benodigde investeringen niet gedaan worden.

Marktontwerp en regulering

Sommige technieken hebben last van hoe bestaande markten gestructureerd zijn, of van het gebrek aan een benodigde markt. Ook overheidsregulering kan beperkend werken. Een aantal voorbeelden van belemmeringen op het gebied van marktontwerp en regulering zijn het gebrek aan een internationale waterstofmarkt en nettarieven¹³ die DSR en batterijopslag belemmeren. Ook kunnen prijsplafonds in de verschillende marktsegmenten DSR belemmeren, met name de DSR die ingezet kan worden boven de geldende plafonds. De huidige prijsplafonds zijn echter niet vast en worden in principe ongelimiteerd verhoogd op basis van bestaande marktafspraken.

¹³ De barrière zit in de huidige tariefstructuur waarbij het gecontracteerde vermogen aangesloten het recht hebben deze capaciteit ten alle tijden te gebruiken. Hierdoor is een beloning of korting om de aansluit capaciteit meer non-firm te gebruiken en niet of beperkt bijdragend aan de piekcapaciteit nog niet mogelijk. Daarnaast worden de tarieven volledig gealloceerd naar de verbruiker.

Arbeidsmarkt

Voor de gehele sector geldt dat technisch personeel schaars is. Dit kan voor diverse projecten vertragend en belemmerend werken. Hoe meer projecten er in een bepaald tijdvak moeten worden uitgevoerd, hoe groter dit effect.

Techno-economische blokkades

Indien voor een specifieke technologie gekozen wordt zijn per techniek de volgende techno-economische blokkades van belang.

Nucleair

Geen andere techno-economische blokkades.

BECCS

- Er is op dit moment geen regeling voor het uitkeren van ETS certificaten voor negatieve emissies;
- Transport van afgevangen CO₂ kan via een pijpleiding of per schip plaatsvinden. De planning van de benodigde infrastructuur loopt maar definitieve besluiten zijn nog niet genomen;
- Beschikbaarheid CO₂ opslagcapaciteit: de mogelijkheid tot CO₂-opslag is afhankelijk van de beschikbaarheid en toegankelijkheid van lege olie- en gasvelden of aquifers. De totale opslagcapaciteit is door EBN en Gasunie berekend op ongeveer 1600 megaton. Dit betekent dat er zelfs in een scenario met een hoge jaarlijkse opslagbehoefte er voor decennia opslagcapaciteit beschikbaar is in het Nederlandse deel van de Noordzee. De reële opslagcapaciteit is natuurlijk wel afhankelijk van de mate waarin door (markt)partijen opslagmogelijkheden voor CO₂ worden ontwikkeld. Het is van belang om voorafgaand aan onomkeerbare stappen (zoals het permanent afsluiten van voormalige gaswinningsputten) te kunnen bezien of de locatie en het mijnbouwwerk hergebruikt kan worden voor de opslag van CO₂. Hierbij dient er ook rekening te worden gehouden met de mogelijke overbruggingstijd tussen het uitbedrijfstellen van de installatie voor olie- of gaswinning en het weer inbedrijfstellen voor CO₂-opslag;
- Beschikbaarheid duurzame biomassa.
-

Gas met CCS

- Transport van afgevangen CO₂, zie BECCS;
- Beschikbaarheid CO₂ opslagcapaciteit, zie BECCS;
- Beschikbaarheid van aardgas en biogas.

Gascentrales met inzet van waterstof

- De opschaling van de waterstofeconomie staat aan het begin van een naar verwachting snelle ontwikkeling en er zijn verschillende industriële sectoren waarvoor waterstof de enige route naar decarbonisatie is. Het is daarom moeilijk in te schatten vanaf wanneer en welke hoeveelheden beschikbaar zullen zijn voor de elektriciteitssector;
- De overheid heeft voortvarende besluiten genomen over waterstof hoofdstructuur. Een aantal gascentrales zal dan ook aangesloten kunnen worden op deze hoofdstructuur. Andere eenheden hebben grotere afstand tot deze structuur en kunnen dus later aangesloten worden;
- Vergunningstrajecten voor de overschakeling naar 100% waterstof kunnen nog niet gestart worden daar het op dit moment onduidelijk is hoeveel de NO_x en ammonia emissies zullen stijgen bij de inzet van waterstof. Principieel leidt de inzet van waterstof en zeker NH₃ tot

hogere emissies. De leveranciers zullen natuurlijk maatregelen nemen om dit zoveel mogelijk te vermijden;

- Er zijn nog geen IED-voorschriften voor gascentrales die met waterstof bedreven worden;
- Meerdere landen naast Nederland (o.a. Duitsland en het VK) treffen beleidsvoorbereidingen om begin jaren 30 nieuwbouw of ombouw van gascentrales naar H₂ te verwezenlijken. Om geen vertraging op te lopen is het zaak dat het beperkte aantal leveranciers tijdig voldoende geschoolde mankracht aantrekt en productiecapaciteit ontwikkelt.

Aangesloten (flexibele) verbruikers (batterijen, e-boilers, DSR)

Onzekerheid over zowel de terugverdientijden als de beschikbaarheid van voldoende transportcapaciteit maken investeringen in flexibiliseren van processen moeilijk. De kosten voor de verzwaring van de elektriciteitsaansluiting kunnen soms wel 30 procent van de projectkosten zijn.

Batterijen

Geen andere techno-economische blokkades.

Elektrische boilers

Bovenop de algemene belemmeringen voor aangesloten verbruikers geldt voor e-boilers het beperkte aantal gesubsidieerde uren onder de SDE++ regeling (3000 uur per jaar).

DSR

In toevoeging op de algemene belemmeringen voor aangesloten verbruikers is de toegang tot deelname aan flexibiliteitsmarkten complex en vereist marktkennis. Voor industriële verbruikers behoort het aanbieden van flexibiliteit (nog) niet tot hun kernactiviteiten. Het gebrek aan begrijpelijke informatie en eenvoudige deelname ontmoedigen ontsluiting van het DSR potentieel.

7. Bespreking visie(s) 2035 en verder

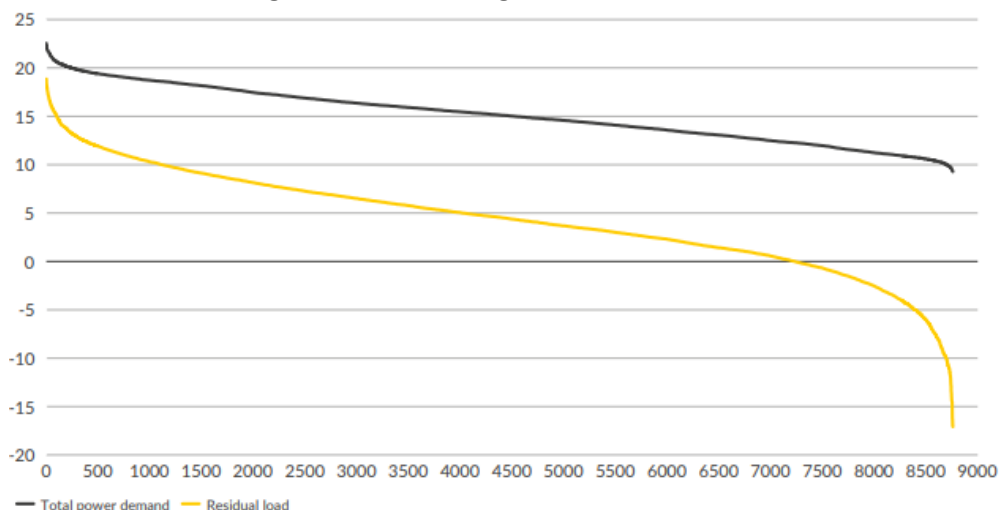
In dit hoofdstuk wordt beschouwd met welke combinaties van technologieën de emissie voor 2035 en daarna tot nul gereduceerd kunnen worden. Daarna wordt nagegaan welke emissies dan in 2030 verwacht kunnen worden.

Voor flexibele vraag wordt uitgegaan van de in het Aurora rapport aangenomen benodigde beschikbare capaciteiten (10 GW in 2030 oplopend naar 58 GW in 2050).

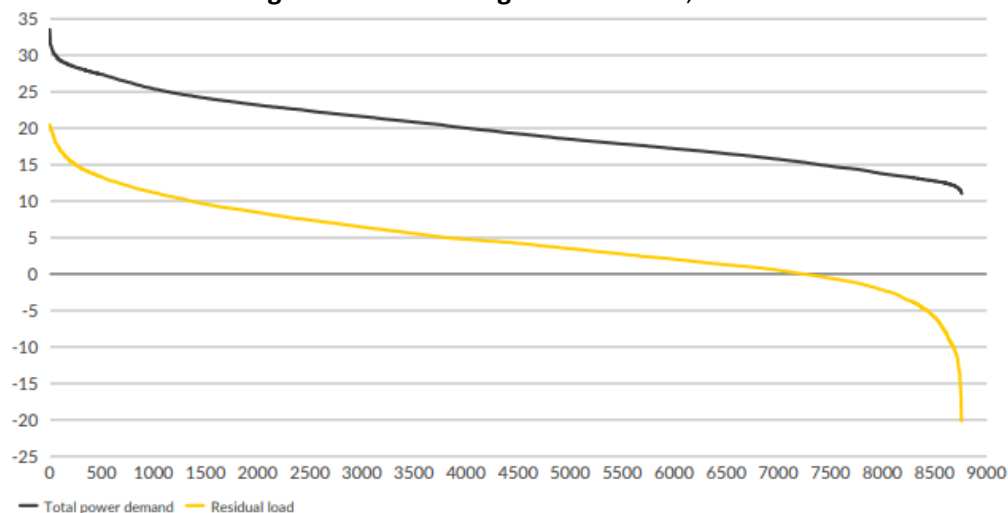
De regelbare productietechnologieën zullen naar gelang het elektriciteitssysteem zich verder ontwikkelt een steeds kleiner percentage van de opgewekte elektriciteit leveren. Dit is een gevolg de combinatie van de uitbouw van zon en wind en de flexibilisering van de vraag.

Aurora verwacht voor 2030 een voor de Nederlandse afnemers door regelbare productietechnologieën te leveren elektriciteitsproductie van 43 TWh en voor 2035 van 45 TWh. Daar Aurora geen rekening houdt met congestie in Nederland is dit een (lichte) onderschatting. De hierbij behorende residuele vraagcurves voor 2035 en 2030 zien er dan als volgt uit:

Grafiek 3: totale vraag en residuele vraagcurves in 2030, bron: Aurora



Grafiek 4: totale vraag en residuele vraagcurves in 2035, bron: Aurora



Scenario's uit TenneT's leveringszekerheid monitor geven een bandbreedte aan van een behoefte aan 41-50 TWh productie uit regelbaar vermogen voor 2030. De waardes van Aurora en TenneT komen dus goed overeen. Dat de Nederlandse centrales, volgens Aurora, in 2030 wel nog 20 Mt CO₂ uitstoten is een gevolg van de te verwachten export.

Voor 2050 zijn er sterk uiteenlopende uitkomsten voor de verschillende scenario's, Aurora verwacht een door regelbare productietechnologieën te leveren elektriciteitsproductie van 37 TWh. TenneT (II3050) komt, afhankelijk van het weerjaar en het gekozen scenario op een benodigde productie tussen de 25 TWh en 89 TWh. Dit laat vooral zien dat de bandbreedte van in te zetten regelbaar vermogen erg groot is en daarnaast weersafhankelijker wordt.

Om het beeld niet te compliceren worden enerzijds de emissies van Tata en de afvalverbranders buiten beschouwing gelaten en wordt anderzijds de elektriciteitsproductie en de emissies van industriële en tuinbouw CHP's (WKK's) wel meegenomen.

2035

Er zijn meerdere mogelijke configuraties denkbaar van CO₂-vrije regelbare technieken om in 2035 een 100% CO₂-vrij elektriciteitssysteem te hebben. Zowel BECCS, als gascentrales op waterstof, als gascentrales met CCS kunnen in 2035 op voldoende grote schaal ontwikkeld zijn. Net als korte termijn flexibiliteit vanuit DSR en opslagtechnieken. Hieronder zijn twee extreme scenario's met respectievelijk een grote rol voor BECCS en een grote rol voor gascentrales op waterstof opgenomen. Dit zijn twee voorbeelden die niet richtinggevend bedoeld zijn.

De genoemde GW's aan CCGT's op waterstof kunnen in 2030 en 2035 ook gedeeltelijk bestaan uit gaseenheden die op een mengeling van methaan en waterstof bedreven worden.

Voor CCS is hierbij uitgegaan van een afvangpercentage van 90%. Bij het gebruik van waterstof wordt uitgegaan van 0 emissies (hangt van verhouding groen/blauw af).

In beide scenario's gaan we uit van productie die in ieder geval nodig is in Nederland. Hierbij gaan we uit van het Aurora rapport, namelijk 45 TWh. Het is waarschijnlijk dat de werkelijke productie hoger zal zijn als gevolg van export.

Tabel 1: scenario 1 met grote rol BECCS

2035	GW	h	TWh	Mt CO ₂	brandstof-verbruik TWh _{th} + (PJ)
Nucleair	0,5	6000	3		9 (32)
BECCS	2,5	6000	15	-15	43 (155)
CCGT CCS	3	2500	7,5	0,3	15 (54)
CCGT H2	2	2500	5	0	9 (32)
Unabated Gas/peakers	10	1450	14,5	5	29 (104)
Totaal:	20*		45	-9,7	
Batteries	2	0	1,5 ¹⁴		
Interconnectors	10,3	5000	1 ¹⁵		
EV + Heat pump	16	900	14		
Electrolyzers E-boilers DSR	5 2 1	2500	20		

¹⁴ Gross battery production = Sum of charging and discharging events.

¹⁵ Imports - Exports

Tabel 2: scenario 2 zonder BECCS

2035	GW	h	TWh	Mt CO ₂	brandstof- verbruik TWh _{th} + (PJ)
Nucleair	0,5	8000	4		12 (43)
BECCS	0	8000	0	0	-
CCGT CCS	4	3000	12	0,5	24 (86)
CCGT H2	6	3000	18	0	31 (112)
Peakers H2	8	1400	11	0	22 (79)
Totaal:	20		45	0,5	
Batteries	2	0	1,5		
Interconnectors	10,3	5000	1		
EV + Heat pump	16	1000	15		
Electrolyzers E-boilers DSR	5 2 1	2500	20		

Voor dit scenario zijn de draaiuren voor de resterende regelbare productietechnologieën hoger dan bij scenario 1 teneinde het voor Nederland benodigde aantal TWh te bereiken. Daar de uiteindelijke inzet door de variabele kosten bepaald wordt (zie prijsduurcurve) komen de draaiuren niet helemaal overeen met de verwachte vermogensduurcurve.

2050

Daarna zullen mogelijk de kerncentrales dan na 2035 in bedrijf genomen worden die ervoor zorgen dat extra benodigde elektriciteit niet tot extra emissies of een extreem hoge vraag naar waterstof leidt. Richting 2050 zullen het aantal draaiuren voor vrijwel alle technologieën afnemen t.o.v. 2035. Wel zal er meer opgesteld vermogen aan peakers, die gebruik maken hernieuwbare brandstof (H₂, NH₃, biogas), nodig zijn.

Het belang van flexibele vraag en opslag zal richting 2050 verder toenemen. De flexibele vraag zal stijgen naar 58 GW en 101 TWh en opslag naar 6 GW en 4,5 TWh. Het gros daarvan komt door groene waterstof en flexibele vraag (onder andere elektrisch vervoer en e-boilers). Gezien de grote bandbreedte voor het voor Nederland benodigde aantal TWh's dat geleverd moet worden door regelbaar productievermogen is er voor 2050 geen tabel opgenomen.

2030

Als er gekeken wordt naar de stand van zaken in 2030 in de opbouw naar 2035 dan zal de situatie met en zonder BECCS er ongeveer als onderstaand zijn.

Tabel 3: scenario 1 in 2030

2030	GW	h	TWh	Mt CO ₂
Nucleair	0,5	7000	3,5	
BECCS	1,5	7000	10,5	-11
Biomassa	1	4000	4	
CCGT CCS	1	3000	3	0,1
CCGT H2	1	3000	3	
Unabated Gas/Peakers	13	1500	19	6,4
Totaal:	19		43	-4,5
Batteries	0,5	0	1	
Interconnectors	10	5000	13	
EV + Heat pump	6	1000	7	
Electrolyzers E-boilers DSR	1 1 1	1300	5	

Tabel 4: scenario 2 in 2030

2030	GW	h	TWh	Mt CO ₂
Nucleair	0,5	7000	3,5	
BECCS	0	7000	0	
Biomassa	0	4000	0	
CCGT CCS	2	4000	8	0,3
CCGT H2	2,5	4000	10	
Unabated Gas/Peakers	13	1650	21,5	7,2
Totaal:	19		43	7,5
Batteries	0,5	0		
Interconnectors	10	5000	13	
EV + Heat pump	6	1000	7	
Electrolyzers E-boilers DSR	1 1 1	1300	5	

Effect beperking technologieën

Een CO₂-vrij elektriciteitssysteem in 2035 is dus haalbaar als alle beschikbare technologieën ingezet worden. Hoofdzakelijk zal er een ombouw van bestaande eenheden plaatsvinden. De extra capaciteit die richting 2050 nodig is bestaat uit kerncentrales en goedkope peakers op waterstof.

Als we de visie aanpassen door een van de technologieën uit te sluiten zullen de gevolgen globaal als volgt zijn:

- Nucleair: richting 2050 zal er een tekort zijn aan technologieën die economisch geschikt zijn voor relatief veel draaiuren. Hierdoor zullen zowel andere technologieën meer (duurdere) draaiuren krijgen en zal basislast geïmporteerd gaan worden (indien de buurlanden voldoende basislast met lage marginale kosten beschikbaar hebben).
- BECCS: er zullen andere (mogelijk duurdere) technologieën meer draaiuren krijgen. Als er geen negatieve emissies in de elektriciteitssector zullen optreden zullen andere sectoren meer CO₂-reducerende maatregelen moeten doorvoeren.
- CCGT met CCS: er zullen meer centrales op waterstof nodig zijn die tevens meer draaiuren krijgen. Dit kan de kosten van het systeem verhogen.
- CCGT met waterstof: Dit is de goedkoopste oplossing voor eenheden met weinig draaiuren, zonder deze technologie zouden andere technologieën ingezet moeten worden die duurder zijn bij lage draaiuren.

8. Robuustheid systeem en voorzieningszekerheid

In dit hoofdstuk wordt de robuustheid en voorzieningszekerheid van het systeem voor wat betreft de beschikbaarheid van de energiedragers beschouwd.

Algemeen

Als we kijken naar de hoofdrichting van de ontwikkeling binnen het elektriciteitssysteem zien we dat Nederland minder afhankelijk wordt van import van energiedragers. De hoofdreden hiervoor is dat zon en wind mogelijk al in de jaren 30 het overgrote deel van de elektriciteitsbehoefte zullen voorzien. Aangezien elektriciteit ook in een groter deel van de totale energiebehoefte zal voorzien geldt dit ook voor het totale energiesysteem. De nog (gedeeltelijk) te importeren energiedragers (waterstof, aardgas, biomassa, uranium) zullen per stuk in niet meer dan 5 tot 10% van de elektriciteitsbehoefte voorzien. Een bijkomend geopolitiek voordeel is dat deze energiedragers uit een breed scala aan landen geïmporteerd kunnen worden.

Indien de uitbouw van zon en wind tijdelijk de stijgende vraag niet kan volgen en het systeem is op dat moment nog niet volledig CO₂-vrij dan zullen de gascentrales tijdelijk meer draaiuren krijgen en dus ook meer emissies veroorzaken. Wanneer het systeem al CO₂-vrij is, zal de elektriciteitsprijs stijgen, maar zullen er geen extra emissies optreden.

Aardgas

Zowel de elektriciteit die geproduceerd wordt met 'gas met CCS' als een deel van de 'gas met waterstof' (blauwe waterstof) zullen gedeeltelijk afhankelijk blijven van aardgas import. Echter, aangezien het aardgasverbruik in zowel de elektriciteitssector als in andere sectoren sterk zal dalen zal de import beperkt kunnen blijven tot die uit Noorwegen aangevuld met enige LNG import.

Uranium

De voor kerncentrales noodzakelijke uranium kan uit verschillende, ook zeer stabiele, landen geïmporteerd worden. Mogelijk nog belangrijker is dat er gezien de geringe volumes indien gewenst een langjarige voorraad aangelegd kan worden.

Biomassa

De voor BECCS benodigde duurzame biomassa wordt op moment hoofdzakelijk geïmporteerd uit Noord-Amerika en de Baltische staten. De wereldwijde vraag naar biomassa zal naar verwachting sterk stijgen. De Nederlandse regering wil enkel biomassa uit Europa inzetten en hoogwaardig gebruik prioriteren. De verwachting is dat de Europese biomassaproductie niet voldoende is voor de gecombineerde vraag naar biomassa van de Europese energiesector en maakindustrie. Dit kan mogelijk scherpe prijsstijgingen tot gevolg hebben.

Waterstof

De waterstofproductie dient wereldwijd nog opgeschaald te worden. Waterstof zal voor meerdere sectoren essentieel zijn voor decarbonisatie en de hoeveelheden die uiteindelijk nodig zullen zijn zullen tot een grote import uit mogelijk vele verschillende landen leiden. Een van de momenteel moeilijker te beantwoorden vragen in de transitie is wanneer er voldoende waterstof beschikbaar zal zijn om aardgas in de elektriciteitssector te vervangen. Een significant deel van de Nederlandse waterstofvraag zal door import ingevuld moeten worden.

In Nederland kan de Noordzee een belangrijke rol spelen - mogelijk aangevuld met zon – voor waterstofproductie. In eerste instantie zal grootschalige waterstofproductie plaatsvinden op kustlocaties, maar later ook op zee. Elektrolyse in Nederland geeft de mogelijkheid om het energiesysteem te balanceren en een zekere mate van zelfvoorziening. Daarnaast zal ook import uit

mogelijk vele verschillende landen noodzakelijk zijn. Hiertoe worden in meerdere havengebieden in Nederland plannen ontwikkeld voor waterstof-importterminals. Na 2030 wordt een snelle stijging van de hoeveelheid waterstofimport verwacht, mogelijk gemaakt door de relatief korte doorlooptijd van wind, zon en elektrolysecapaciteit in het buitenland. Een deel van de import is bedoeld voor doorvoer naar bijvoorbeeld Duitsland.

9. Uitdagingen voor leveringszekerheid

Leveringszekerheid van de elektriciteitsmarkt is sterk verbonden met de zorg voor leveringszekerheid in de gehele energiemarkt. De jaarlijks uitgevoerde monitoring leveringszekerheid van TenneT laat zien dat de elektriciteitsmarkt in Nederland een goede uitgangspostie heeft, dit wordt ook in het Aurora rapport bevestigd.

Deze goede uitgangspostie is een gevolg van het feit dat een groot deel van het opgesteld regelbaar vermogen in Nederland bestaat uit gascentrales die geschikt zijn als overgangstechnologie in de energietransitie.

De Nederland omringende landen die (mede) vanwege de transitie veel kolen (en soms ook kerncentrales) uit bedrijf nemen hebben zich gedwongen gezien om maatregelen te nemen teneinde de leveringszekerheid van elektriciteit zeker te stellen. Hierbij houden zij rekening met de aanwezige interconnecties, zodat het regelbaar vermogen en de regelbare vraag lager gedimensioneerd wordt.

De Minister voor Klimaat en Energie is verantwoordelijk voor leveringszekerheid. Producenten zijn verantwoordelijk voor hun commerciële verplichtingen en zullen in hun ogen renderende investeringen nemen op basis van (financiële) prikkels. Deze toekomstverwachtingen zijn onzekerder geworden als gevolg van:

- Lagere en onzekerdere draaiuren als gevolg van stimulering van hernieuwbare opwek;
- Toenemende rol van de overheid (EU & NL) in de stimulering en garantiestelling van vraag en (hernieuwbaar) aanbod om nationale doelen halen;
- Onzekerheid over acceptatie van technologieën op lange termijn;
- Mogelijke toekomstige wijziging marktmodel in Nederland en/of haar buurlanden

Dit heeft een negatief effect op de investeringszekerheid en voorspelbaarheid voor marktpartijen.

Bij de verwachte sterke stijging van de vraag over de komende decennia zullen er mogelijk maatregelen nodig zijn teneinde de leveringszekerheid zeker te stellen. Aurora gaat uit van een stijging van de afschakelbare vraag van 10 GW in 2030 naar 59 GW in 2050 en van een benodigde hoeveelheid regelbaar vermogen die stijgt van 15 GW naar 30 GW (waarvan 6 GW batterijen).

De benodigde stijging zal waarschijnlijk gedeeltelijk ook op gang komen zonder op de leveringszekerheid gerichte maatregelen (bijv. EVs,). Het is echter onwaarschijnlijk dat de benodigde groei volledig zonder begeleidende maatregelen zal plaatsvinden.

Indien tijdig – middels monitoring, TenneT's Monitor Leveringszekerheid en de *European Resource Adequacy Assesment* – geconstateerd wordt dat er een tekort gaat ontstaan zijn er verschillende (ook techniek-neutrale) mogelijkheden om de benodigde flexibiliteit op de markt te brengen. Een tweetal OTE (Overlegtafel Energie) rapporten over leveringszekerheid, uit 2017 en 2021, beschrijven de verschillende opties ter verbetering binnen het Europese kader. Daar Nederland qua regelbare productie genoeg opgesteld vermogen heeft dat gedecarboniseerd kan worden en dan meer dan 1000 draaiuren zal hebben zullen er, naast het beschikbaar maken van de variabele vraag, alleen H₂-peakers bijgebouwd moeten worden, die zowel lage bouw- als operationele kosten hebben.

10. Benodigde maatregelen en beleid

In hoofdstuk 7 is uiteengezet dat het mogelijk is om het elektriciteitssysteem in 2035 CO₂-vrij te maken. Hoofdstukken 4 (beleids- en marktcontext) en 9 (leveringszekerheid) hebben de dynamiek en uitdagende setting waarin investeringen moeten plaatsvinden weergegeven. In dit hoofdstuk worden maatregelen en beleidsopties uiteengezet die nodig zijn, of bij kunnen dragen aan, een CO₂-vrij elektriciteitssysteem in 2035.

EU ETS in relatie tot specifieke nationale doelen

De eerste vraag die opkomt is de vraag of er überhaupt maatregelen nodig zijn om deze doelstelling te bereiken. Het EU ETS doet immers zijn werk en op termijn zullen technologieën die voor veel CO₂-emissies zorgen alleen mogelijk zijn indien er negatieve emissies tegenover staan (en de EU ETS-methodiek dit toestaat). Vooralsnog lijkt het EU ETS toe te werken naar een netto-nul uitstoot in 2040.

Het EU ETS zal netto-nul emissies borgen in de EU op verregaand technologie-neutrale wijze en is daarmee een goed instrument; CO₂-emitterende centrales zullen successievelijk gesloten worden of sterk minder draaiuren krijgen.

Alhoewel het EU ETS duidelijk verduurzamingsprikkel geeft en sterk bijdraagt aan investeringsbeslissingen, kan het EU ETS op zich geen specifiek nationaal of sectoraal doel borgen, aangezien de EU ETS investeringen niet per se in Nederland of vóór 2035 zullen plaatsvinden. Wanneer EU ETS investeringen in andere landen en sectoren eerder plaatsvinden, verlaagt dit de prikkel uit het EU ETS voor verduurzaming van Nederlandse centrales. Aangezien het EU ETS geen specifiek nationaal doel kan borgen, een CO₂-vrij elektriciteitssysteem in 2035 voorloopt op de rest van de EU en de dynamiek zoals uitgelegd in voorgaande hoofdstukken de nodige investeringsbeslissingen uiterst onzeker maken, zal gericht overheidsbeleid nodig zijn om dit doel te bereiken.

Het Nederlandse park aan regelbare productie-eenheden is, zoals eerder aangegeven, zeer geschikt om de transformatie naar een CO₂-vrij systeem door te maken. Het is dus in zowel het belang van de bedrijven als van de overheid om ervoor te zorgen dat enerzijds de decarbonisatie snel in gang gezet wordt en anderzijds voorkomen wordt dat er onnodige kapitaalvernietiging plaatsvindt om de kosten voor de transitie te optimaliseren.

De overkoepelende maatregelen die nodig zijn kunnen in vier categorieën onderverdeeld worden, welke hieronder verder worden besproken:

- Lange termijn vertrouwen;
- Infrastructuur, ruimte en energiedrager beschikbaarheid;
- Versnelling vergunningstrajecten en duidelijkheid vergunningscriteria;
- Ondersteuning business case.

Lange termijn vertrouwen t.b.v. investeringsbeslissingen

De transitie vergt een lange termijn commitment van zowel de overheid als bedrijven en andere stakeholders. De transitie van het elektriciteitssysteem die de komende 10 à 20 jaar moet plaatsvinden is er sterk bij gebaat indien er de komende 1 à 2 jaar meer duidelijkheid ontstaat bij marktpartijen over de doelstellingen, randvoorwaarden en timing van het beleid en de uitvoeringsmaatregelen. Dit stelt marktpartijen in staat om de oplossingen te ontwikkelen die deze doelstellingen helpen te realiseren. Het is aan de overheid om zorg te dragen voor een stabiel en faciliterend investeringsklimaat dat marktpartijen voldoende zekerheden biedt om deze oplossingen

vervolgens te vertalen in de noodzakelijke risicovolle investeringen. Daarvan kan alleen sprake zijn wanneer er voldoende vertrouwen bij marktpartijen bestaat dat zij hun investeringen met een marktconform rendement kunnen terugverdienen. Om deze omstandigheden te creëren kan gebruik gemaakt worden van een combinatie van wettelijke normen, daarop gebaseerde langjarig uitgegeven vergunningen en een adequaat ondersteuningsmechanisme voor risico's die de investeringsbereidheid van marktpartijen te boven gaat.

Beschikbaarheid infrastructuur, ruimte en energiedragers

De voor de transitie noodzakelijke projecten hebben bijna allemaal (zeer) lange doorlooptijden. Op het moment dat de nieuwe installaties in bedrijf gaan zullen zowel de benodigde infrastructuur (E, H₂, CO₂) als de benodigde energiedragers (H₂, Biomassa) beschikbaar moeten zijn. Het is daarom noodzakelijk dat de infrastructuur tijdig gepland, vergund en gebouwd wordt, en dat eventuele ruimtelijke reserveringen gedaan worden, de voor de energiedragers geldende criteria bepaald worden (onder andere duurzaamheid, herkomst) en voor waterstof de productie en import hoeveelheden zeker gesteld worden.

Hierbij is het zeker ook van belang dat deze plannen integraal voor de industrie en de elektriciteitssector gemaakt worden en niet onafhankelijk van elkaar.

Versnelling vergunningstrajecten en duidelijkheid vergunningscriteria

De beschikbare tijd om de noodzakelijke projecten door te voeren is beperkt. Dit maakt het zeer gewenst dat ook grotere projecten ter decarbonisatie van de elektriciteitssector onder de rijkscoördinatierегeling gaan vallen teneinde de doorlooptijden te verkorten en betrouwbaarder te maken. Voor het gebruik van waterstof zullen tijdig vergunningscriteria ontwikkeld moeten worden (er is nu geen IED), mede omdat de NO_x en ammonia emissies, zonder technische innovaties, zullen stijgen.

Ondersteuning business case

Geen van de in dit rapport beschouwde technologieën, met uitzondering van DSR, heeft volgens Aurora in 2030 een positieve business case. Hierdoor is het mogelijk noodzakelijk dat er een vergoeding van de onrendabele top, ten opzichte van fossiele centrales en import, plaats zou moeten vinden om de noodzakelijke investeringen mogelijk te maken.

De verschillende technologieën hebben allemaal andersoortige economische en technologische karakteristieken. Het is van belang dit in het oog te houden, gelet op de wisselwerking met leveringszekerheid, op de algemene wens voor technologie-neutraliteit, en de beperking van de bestaande centrales gelet op hun individuele beschikbare transitiepaden en leeftijden.

Stimulering kan in verschillende vormen plaatsvinden in volgorde van toenemende marktverstoring:

- Faciliteren;
- Normeren;
- Beprijzing;
- Subsidiëren.

Onderstaande niet limitatieve lijst behelst een globale en eerste aanzet van de verschillende opties. Gelet op de korte doorlooptijd en beperkte middelen van de werkgroep kan deze nog niet als volledig worden beschouwd.

Faciliteren

Investeringen komen gemakkelijker tot stand wanneer sprake is van een goed functionerende markt, met vrije toegang, voldoende transparantie, en de minimale schaalgrootte die nodig is voor investeringen.

Naast de rol van de overheid om de grote randvoorwaarden te scheppen zoals infrastructuur, vergunning en draagvlak, kan de overheid de bestaande werking van de markt verbeteren en de toegang van gebruikers en dienstverleners tot die markt vergemakkelijken.

Te denken valt aan het verbeteren van de tarievensystematiek, het verbeteren van de onbalans systematiek door invoeren van prikkelcomponenten en verbeteringen in het allocatiesysteem. Deze mogelijkheden krijgen reeds opvolging in andere trajecten, bijvoorbeeld in de werkgroep Power-2-Industry en het NBNL traject voor tariefvernieuwingen bij grootverbruikers. De aanstaande Energiewet en de hierboven genoemde OTE rapporten uit 2017 en 2021 geven uitleg over prikkelcomponenten zoals Operating Reserve Demand Curves (ORDC). Aanpassingen van het allocatiesysteem, welke zorgt dat onder andere onbalans en profilering bij kleinverbruikers en daaruit voortvloeiden prikkels verbeterd wordt, is ook reeds onderdeel van de Energiewet. Daarnaast kan standaardisering (toetredings-)kosten verlagen.

Bovenstaande (en andere) marktverbeteringen zijn per definitie goed om na te streven aangezien het de markt efficiënter maakt. Anderzijds is het niet aannemelijk dat enkel facilitering specifiek nationale verduurzamingsdoelen zal kunnen borgen.

Normeren en Beprijzen

Normering heeft als algemeen kenmerk dat het middels verplichtingen of beprijzing de benodigde prikkel voor gedrag en investeringen bij marktspelers legt. Als gevolg van de normering of beprijzing stijgen de marktprijzen welke een prikkel vormt voor CO₂-vrije investeringen, besparingen of veranderd gedrag.

Normeren kent vele vormen, waaronder:

- EU ETS;
- Aflopend emissieplafond voor de gehele sector met certificatenhandel;
- Plafond van emissies per installatie (bv 35% kolenplafond tussen 2022 en 2024);
- Verboden (verbod op gebruik van kolen voor de elektriciteitsproductie na 2030)
- Leveranciersverplichting tot inkoop van oplopen percentage CO₂-vrije elektriciteit
- Anders

Beprijzing kan evengoed verschillende vormen kennen, waarbij de minimumprijs voor elektriciteitsproductie het meest in het oog springt.

Normeren heeft idealiter de voorkeur boven beprijzen aangezien normeren het gedrag of volume stuurt met indirecte prijseffecten en investeringen als gevolg. Bij beprijzing worden de prijzen vastgezet in de verwachting van bepaald gedrag en investeringen, waarbij de behaalde emissiereductie juist het indirecte (en niet geborgde) effect is. Ter illustratie van de verschillen tussen normeren en beprijzing worden onderstaand twee opties uitgelicht.

EU ETS

Zo is het EU ETS een in de kern een normering aangezien EU CO₂ emissies begrensd worden en systeem van certificaten en markt opgezet is welke de CO₂ marktprijzen genereren. Vooralsnog lijkt het EU ETS toe te werken naar een netto 0 uitstoot in 2040 voor de gehele EU ETS sector. Aangezien zowel de CO₂-markt en de elektriciteitsmarkt beide eenzelfde EU-reikwijdte hebben, is het EU ETS een goed middel aangezien het veel overlaat aan de markt en het op volume stuurt.

Risico's zoals beschreven in hoofdstuk 8 worden echter niet weggenomen en kunnen eveneens veroorzaken dat investeringen achterlopen. Het EU ETS kan tevens echter geen specifiek nationaal doel borgen, aangezien de nodige investeringen niet per se in Nederland zullen plaatsvinden.

Minimum CO₂ prijs voor elektriciteitsproductie

De minimumprijs voor elektriciteitsproductie legt middels beprijzing direct CO₂-emissieprijzen vast. Deze zou sterk verhoogd zou kunnen worden. Het Frontier rapport van 2018 heeft echter aangegeven dat een hoge nationale CO₂-beprijzing significante consequenties heeft voor de Nederlandse leveringszekerheid, doordat het vooral capaciteit uit de markt haalt en in veel mindere mate bijdraagt aan CO₂-vrije investeringen. Mede hierdoor is het huidige prijspad conservatief en dient het in de praktijk eerder als een prijsondergrens voor investeringen. Een systeem van sterke nationale beprijzing in de huidige marktopzet is daarom niet aan te raden.

Beprijzing heeft in essentie het nadeel dat het geen specifiek emissie doel kan borgen aangezien het enkel prijzen vastlegt. Het voordeel van beprijzing, namelijk prijszekerheid en een relatief makkelijke opzet, wordt deels tenietgedaan door het risico op aanpassingen en correcties gedurende de looptijd om alsnog zeker te stellen dat specifieke nationale doelen gehaald worden.

Normering en beprijzing in een omgeving waarin Nederland verder gaat dan de rest van de EU heeft een aantal belangrijke nadelen. Door prijzen indirect, respectievelijk direct, in de markt gelegd worden, is een sterke impact op de leveringszekerheid te verwachten. Indien door de maatregelen de Nederlandse marktprijzen hoger worden dan omliggende landen, krijgt import de voorkeur en moeten Nederlandse centrales structureel rondkomen van lagere en onzekerdere draaiuren, met een significante risico op sluiting van centrales en verslechtering van de leveringszekerheid tot gevolg. De effecten zoals aangegeven in het 2018 Frontier rapport zullen waarschijnlijk evengoed gelden voor andere beprijzings- en normeringsopties, zolang deze in een zuivere Nederlandse setting plaatsvinden met verhoogde doelen. Daarnaast kunnen zowel beprijzings- als normeringsconstructies complex worden, gelet op de verschillende kenmerken van de mogelijke technologieën en de wisselwerking met leveringszekerheid. Wanneer normering of beprijzing tegenstijdige prikkels geeft, vergeleken met het raamwerk welke leveringszekerheid borgt, resulteert dit in een suboptimaal en duurder elektriciteitssysteem. Om dit spanningsveld in goede banen te leiden, zie je bij verschillende maatregelen zoals het ETS dat er regelmatig gesleuteld moet worden aan de parameters, hetgeen tijdsintensief is en extra onzekerheid introduceert.

Subsidiëren

Bij subsidiëren worden de onrendabele toppen gecompenseerd door de overheid en in rekening gebracht bij afnemers middels belastingen. De vormgeving kan complex worden gelet op de verscheidenheid aan techno-economische kenmerken van opwek, opslag en DSR.

De overheid stuurt het meest middels subsidies en laat minder over aan de markt vergeleken met normeren en beprijzen. Subsidiering heeft minder impact op de gehele elektriciteitsketen van BRP/leveranciers tot afnemers aangezien de effecten voornamelijk beperkt blijft tot de investeringen. Het is echter wel de vraag of met subsidies de maatschappelijke kosten optimaal beperkt blijven.

Het grote voordeel van subsidies (in tegenstelling tot normering en beprijzing) is dat het in grote mate beleidsrisico's en draagvlak risico's verminderd, en dat zijn juist de risico's die marktpartijen slecht kunnen dragen. De subsidies verschaffen een sterke 'license-to-operate' aangezien beleid, goedgekeurd door de overheid, de investeringen in beginsel mogelijk maakt.

Het tweede relatieve voordeel van subsidiering is de relatief kleine impact op marktprijzen, waardoor de impact op andere assets beperkt blijft. Hierdoor kan de impact op leveringszekerheid het laagst zijn bij subsidiering.

Subsidiering zou idealiter zo technologie-neutraal mogelijk plaats moeten vinden. Echter, aangezien verduurzaming en leveringszekerheid tot op zekere hoogte communicerende vaten zijn en het aantal

te verduurzamen assets of discrete investeringen beperkt is, zal een volledig technologie-neutrale regeling complex zijn en ook nadelen hebben. Een technologie-neutrale regeling (€ / ton vermeden CO₂) zal als eerste de goedkoopste oplossingen stimuleren. Pas rond een break-even punt, als gevolg van teruglopende draaiuren, komen andere opties aan bod. Gelet op de levensduur van de huidige gascentrales, kan het resulteren dat ombouw van bestaande centrales te laat op gang komt en steeds onaantrekkelijker wordt.

Subsidies kunnen, al naar gelang het ontwerp ervan, invloed hebben op de draaiuren van de gesubsidieerde centrales en andere flexibiliteitsopties, en daarmee ook op de draaiuren van overige assets. Daarnaast zullen subsidies toegankelijk moeten zijn voor opslag en DSR, hetgeen erg complex kan zijn door de zeer verschillende technische karakteristieken.

Overweging rond beleid en stimulering

Dit hoofdstuk heeft laten zien dat draagvlak, robuust beleid, infrastructuur en vergunningen belangrijke rollen spelen voor de efficiënte realisatie van een CO₂-vrij elektriciteitssysteem in 2035. Zonder additionele stimulering zal de markt alsnog terugvallen op het EU ETS, waardoor emissies pas in 2040 en in Europese verband tot netto-nul teruggebracht worden. Het is mogelijk dat Nederland in 2035 een volledig emissievrij productiepark zal hebben, maar dat is geen zekerheid.

Verbeteringen in de markt zijn 'no-regret' maatregelen en moeten altijd nagestreefd worden. Echter, het is niet waarschijnlijk dat enkel faciliteren een specifieke nationale doelstelling kan borgen.

Dit hoofdstuk laat ook zien dat normering en beprijzing waarschijnlijk een hogere impact op de leveringszekerheid zal hebben dan subsidiering in het huidige energy-only marktmodel. Een systeem met capaciteitsvergoedingen kan de nadelen van normeringen of beprijzing compenseren, maar behelst een grote verandering in de marktopzet en is niet zomaar compatibel met Nederlandse en EU-regelgeving. Subsidiering lijkt hierdoor de meest passende stimuleringsmaatregel om specifieke nationale doelen te halen dat in de huidige marktopzet past.

11. Doelmatigheid systeem

Naast betrouwbaar en duurzaam moet het toekomstig elektriciteitssysteem ook doelmatig zijn. Dat betekent dat inzicht in kostenbepalende factoren noodzakelijk is om de geschetste oplossingen te kunnen toetsen. Deze hebben betrekking op zowel de elektriciteitsprijs als de overige systeem-gerelateerde kosten.

De hoogte van de elektriciteitsprijs wordt bepaald door het evenwicht van vraag en aanbod. Als gevolg van de te verwachten sterke uitbouw van wind en zon zal in de toekomst sprake zijn van een groot aantal uren met lage elektriciteitsprijzen, afgewisseld door uren met hoge tot zeer hoge prijzen. Deze toenemende volatiliteit op de elektriciteitsmarkt wordt gedreven door een grote hoeveelheid capaciteit met zeer lage variabele kosten en periodes waarin deze capaciteit niet of niet in voldoende mate beschikbaar is en daardoor de prijzen in die periodes sterk doet stijgen. De mate waarin deze prijsstijgingen zich voordoen wordt in belangrijke mate bepaald door de beschikbaarheid van flexibele vraag, de variabele kosten van regelbaar vermogen en de kosten van lange termijn opslag.

De overige systeem-gerelateerde kosten bestaan uit de netwerkkosten en de kosten om vraag en aanbod in balans te houden (leveringszekerheid). De netwerkkosten die gereguleerd worden door toezichthouder ACM worden voorts beïnvloed door de hoeveelheid capaciteit die de markt nodig heeft. Ten aanzien van dat laatste bestaat een zekere ruimte voor doelmatigheid. Hiervoor is nauwe betrokkenheid van representatieve organisaties van netgebruikers bij het planningsproces van netinvesteringen dienstbaar. Immers, doelmatige netinvesteringen zijn afhankelijk van optimale informatie-uitwisseling tussen bij het elektriciteitsnet betrokken partijen.

Tenslotte spelen maatregelen aanvullend aan de marktwerking om vraag en aanbod in balans te houden een grote rol bij de omvang van de systeem-gerelateerde kosten. Hieronder vallen beleidskeuzes die het aanbod van regelbaar vermogen beïnvloeden - zoals techniek- of brandstof-gerelateerde beperkingen - en beleidsinstrumenten die investeringen in CO₂-vrij regelbaar vermogen stimuleren. Uitsluiting van goedkopere technologieën werkt uiteraard kostenverhogend voor het elektriciteitssysteem. Dit geldt evenzeer voor onzekerheid over toekomstige geschiktheid en acceptatie, evenals onzekerheid over de intrede van toekomstige technologieën. De kosten voor het stimuleren van investeringen in regelbaar vermogen worden in hoge mate bepaald door de mogelijkheid om bestaande eenheden om te bouwen en de efficiëntie van een eventueel ondersteuningskader voor dergelijke investeringen.

Beperking van de kosten van het systeem is gebaat bij doelmatigheidsprikkels in de markt en in het beleid. Een goed functionerende markt met lage toetredingsdrempels en maximale concurrentie vormt de beste waarborg voor een efficiënte prijsvorming. Vrije markttoegang voor zoveel mogelijk beschikbare regelbare technologieën en een gelijk speelveld voor aanbieders van regelbaar vermogen is daarvoor essentieel. Indien voldoende regelbare technologieën tegelijkertijd beschikbaar zijn zal dit een dempende werking hebben op de prijzen omdat een diverse mix brandstoffen het effect van sterke prijschommelingen voor verschillende commodities voor de kosten van het regelbare productie vermogen zal beperken.

Maar ook vertrouwen van investeerders dat zij hun risico's goed kunnen inschatten en op basis daarvan de mogelijkheid hebben om een acceptabel rendement op hun investeringen te maken is van belang. De wijze waarop de overheid dit ondersteunt dient zo min mogelijk inbreuk te maken op de vrije marktwerking. Dat betekent vooral gericht op het wegnemen van beleidsonzekerheid en een eventuele onrendabele top. Hierbij moet ervoor gezorgd worden dat het niet ten koste gaat van de

inzet van zon en wind. Beleid dat dit mogelijk maakt en daarbij op een kostenefficiënte manier gebruik maakt van bestaande installaties, bevordert de doelmatigheid van het systeem. Indien ervoor gezorgd wordt dat bestaande eenheden die een bijdrage kunnen leveren in het toekomstige CO₂-vrije elektriciteitssysteem tijdig omgebouwd in plaats van gesloten worden zal dit sterk kostenbesparend zijn. Dit zowel voor de transitie als de verwachte kosten voor de zekerstelling van de leveringszekerheid.

12. Aanbevelingen

Een CO₂-vrij elektriciteitssysteem in 2035 is haalbaar als alle beschikbare middelen tijdig ontwikkeld en ingezet worden. Dit betekent naast intensivering van de uitrol van wind op land, wind op zee en zon-pv, maximale ontsluiting van Demand Side Response, faciliteren van investeringen in batterij-opslag en voorzien in voldoende CO₂-vrij flexibel productievermogen door ombouw van bestaande productie-eenheden naast nieuwbouw. Voor al deze opties is beschikbaarheid van infrastructuur noodzakelijk en dat geldt evenzeer voor het benutten van interconnectie als bron voor flexibel vermogen.

De uitgangspositie van Nederland is goed. Een goed functionerende markt die goed verbonden is met de buurlanden en een voortvarend investeringstempo in nieuw duurzaam productievermogen dat zicht biedt op het voorzien in ongeveer 75 procent van de elektriciteitsbehoefte rond 2030. Daarbij komt dat een groot deel van het huidige opgesteld regelbaar vermogen in Nederland bestaat uit centrales die geschikt zijn om te worden omgebouwd tot CO₂-vrij vermogen.

De nog (gedeeltelijk) te importeren energiedragers voor het benodigde CO₂-vrij regelbare vermogen (waterstof, aardgas, biomassa, uranium) zullen elk in een klein deel van de elektriciteitsbehoefte voorzien. Een relatief klein en divers aandeel energiedragers, dat bovendien uit verschillende landen geïmporteerd kan worden, draagt bij aan een solide voorzieningszekerheid van elektriciteit. Wij bevelen dan ook aan om voortbouwend op de goede uitgangspositie marktpartijen de mogelijkheden te verschaffen om tijdig de juiste investeringsbeslissingen te nemen. Alvorens te komen tot vijf concrete aanbevelingen aan het uitvoeringsoverleg elektriciteitstafel adviseren wij aandacht te schenken aan de volgende aspecten:

- Belemmeringen voor aanbod van flexibiliteit;
- Omstandigheden die het inschatten van het verdienpotentieel maximaal faciliteren;
- Beschikbaarheid noodzakelijke infrastructuur;
- Ondersteuningsmechanisme voor risico's die de investeringsbereidheid van marktpartijen te boven gaat;
- Duidelijkheid over voorwaarden inzet energiedragers en vergunningscriteria (NO_x en ammonia emissies van H₂ en BECCS).

De bereidheid van marktpartijen tot het doen van investeringen in CO₂-vrij flexibel vermogen zal het grootst zijn wanneer het verdienpotentieel en de daarbij geldende risico's goed ingeschat kunnen worden. De overheid, netbeheerders en anderen kunnen met gerichte maatregelen hierbij faciliterend optreden. Dit betreft zowel het wegnemen van belemmeringen, als het creëren van gunstige omstandigheden. Het zorgdragen voor een gelijk speelveld voor verschillende oplossingen, evenals beschikbaarheid van noodzakelijke CO₂-vrije brandstoffen en infrastructuur neemt belemmeringen weg. Daarnaast komen investeringen gemakkelijker tot stand wanneer sprake is van een goed functionerende markt, met vrije toegang, voldoende transparantie, en de minimale schaalgrootte die nodig is voor investeringen. Concreet leidt dit tot de volgende aanbevelingen:

1. Ontwikkel een concrete routekaart met ontwikkeling in de tijd van CO₂-vrij flexibel vermogensbehoefte;
2. Zorg voor een techniek-neutraal ondersteuningsmechanisme gericht op stimuleren en faciliteren investeringen in CO₂-vrij vermogen waarmee overheids- en marktrisico's op doelmatige wijze kunnen worden afgedekt, rekening houdend met de transitie in andere sectoren die concurreren om beschikbare hernieuwbare brandstoffen;
3. Onderzoek noodzaak voor aanvullende duurzaamheids- en vergunningscriteria voor ombouw/nieuwbouw waterstof, BECCS, gas/CCS-centrales en indien nodig, stel deze vast;

4. Start codewijzigingstraject gericht op wegnemen tarief barrières voor DSR en batterij-opslag (en specificatiebelemmeringen voor levering balanceringsdiensten);
5. Ontwikkel een transparant proces van infrastructuurinvesteringen met effectieve betrokkenheid van representatieve organisaties van alle infrastructuurgebruikers.

Tot slot, deze aanbevelingen zijn gericht aan het uitvoeringsoverleg elektriciteit. Het initiatief voor de uitvoering van deze aanbevelingen ligt bij verschillende partijen, evenals de betrokkenheid bij de uitvoering.

Bijlagen

1. Opdrachtbeschrijving

Nederland heeft als doelstelling om CO₂-vrij te worden in 2050. Aangezien de elektriciteitssector relatief eenvoudig te decarboniseren is en de decarbonisatie in andere sectoren zal moeten faciliteren zal de elektriciteitssector in ieder realistisch pad naar 2050 in 2035 of kort daarna CO₂-neutraal moeten zijn.

Voor 2030 werd bij een NL doelstelling van -49% uitgegaan van een doelstelling van 12Mt CO₂ (Tata emissies, 6Mt, inbegrepen) voor de elektriciteitssector. Bij een NL doelstelling van 55 of 60% voor 2030 zal de elektriciteitssector dan dus naar verwachting vrijwel CO₂ neutraal moeten (mogelijk nog enkele miljoenen tonnen uitstoot exclusief Tata).

Tegelijkertijd zal de vraag naar Elektriciteit sterk toenemen a.g.v. de elektrificatie van andere sectoren en de opschaling van de productie van groene waterstof. Het grootste deel van de toename van de elektriciteitsproductie zal verzorgd worden door wind op zee en hernieuwbaar op land.

Zonder extra maatregelen voor wat betreft flexibiliteit zal de elektriciteitssector in 2030 enerzijds teveel CO₂ emissies veroorzaken (Aurora gaat uit van 20Mt CO₂ emissies) en zullen er regelmatig periodes met te weinig en periodes met teveel elektriciteitsproductie zijn. Dit aannemende dat WOZ en HOL in lijn met de behoefte uitgebouwd worden.

De opdracht;

De werkgroep zal twee hoofdvragen dienen te beantwoorden. Kort gezegd moet er voldoende korte termijn flexibiliteit (grosso modo intraday) zijn om de vraag en het aanbod op elkaar aan te passen en voor de langere termijn flexibiliteit moet ervoor gezorgd worden dat deze er is en CO₂ neutraal wordt.

Voor de CO₂ vrije lange termijn flexibiliteit (regelbaar vermogen, A opties Aurora, zie bijlage) zijn de volgende opties beschikbaar; nucleair, biomassa, BECCS, gascentrales met CCS en gascentrales die gebruik maken van groene gassen. De inschatting in het klimaat akkoord is dat, in 2030, 15 a 17 GW bij een normaal weerjaar benodigd is. Het is niet te verwachten dat een van deze technologieën tijdig economisch rendabel wordt.

(A) Er zal dus bepaald moeten worden met welke beleidsmaatregelen de benodigde investeringen in deze technologieën toch tijdig gestimuleerd gaan worden. Verder zal nagegaan moeten worden hoe het tijdspad vormgegeven wordt zodat de CO₂ doelstellingen gehaald worden, dit inclusief de termijnen waarbinnen de beleidsmaatregelen geïmplementeerd dienen te worden. Verder zullen de benodigde hoeveelheden (TWh en GW) voor 2030 (opnieuw) en 2035 ingeschat moeten worden, dit inclusief het effect van interconnecties teneinde de omvang en het effect van de benodigde maatregelen te kunnen bepalen.

Voor de verzorging van de korte termijn flexibiliteit zijn de volgende opties beschikbaar; demand side response (industrie, huishoudens, elektrolyzers, vervoer) en (batterij)opslag. Dit zijn de B en C opties uit het Aurora rapport.

Elektrolyzers zullen naar verwachting meeregelen met de elektriciteitsprijzen en dus krapte, dus hier zijn geen maatregelen op korte termijn nodig. De business models voor het regelbaar maken van

auto's en huishoudens zullen waarschijnlijk over komende jaren ontstaan dus ook hier is geen urgente actie nodig.

Voor de overige korte termijn flexibiliteitsopties (industrie, (batterij)opslag) zijn wel maatregelen op korte termijn nodig daar deze zonder aanvullend beleid in 2030 en 2035 niet voldoende beschikbaar zullen om de uitbouw van WOZ en HOL te begeleiden.

(B) Voor de jaren 2030 en 2035 zal de benodigde hoeveel korte termijn flexibiliteit bepaald moeten worden (GW en TWh). Daarnaast zullen de benodigde beleidsmaatregelen en de termijnen waarbinnen deze er moeten zijn bepaald moeten worden. Zeker voor (batterij)opslag zullen de voorstellen rekening moeten houden met het feit dat de waarde van deze flexibiliteit sterk locatieafhankelijk is.

(C) De te verwachten maatschappelijke kosten en de robuustheid (o.a. leveringszekerheid, diversificatie) van het systeem dienen in de keuzes en voorstellen mee in beeld gebracht te worden. Dit inclusief de voor en nadelen en kansen en risico's van de maken keuzes.

Voor dit rapport wordt het Aurora rapport (titel rapport invoegen) als basis gebruikt. De werkelijke toekomstige ontwikkelingen kunnen en zullen hier van afwijken. Waar in dit rapport numerieke aannames genoemd worden zijn deze of afgeleid uit het Aurora rapport of uit een ander dan separaat vermeld rapport. Over het algemeen wordt in dit rapport een globaal beeld geschetst, zonder exacte numerieke uitkomsten te voorspellen.

2. Bemensing

Voorzitter: Roger Miesen (RWE)

Secretaris: Dennis Clement (NVDE)

Leden:

- Annelien d'Arnaud Gerkens (Gasunie)
- Anton Tijdink (TenneT)
- Bert Wilbrink (EZK)
- Hans Grünfeld (VEMW)
- Peter de Jong (Natuur & Milieu)
- Roeland Manders (Energie Nederland)