

EnergieTransitie
Radarweg 60
1043 NT Amsterdam

www.tno.nl

T +31 88 866 50 10

TNO-rapport

TNO 2020 P11648

Verkenning instrumentatie voor industriële elektrificatie

Datum	7 december 2020
Auteur(s)	Sebastiaan Hers Ton van Dril Adriaan van der Welle
Aantal pagina's	51 (incl. bijlagen)
Aantal bijlagen	4
Opdrachtgever	Nederlandse Vereniging Duurzame Energie (NVDE)
Projectnaam	Instrumenten elektrificatie industrie
Projectnummer	060.45909

Alle rechten voorbehouden.

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

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

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

© 2020 TNO

Samenvatting

In het klimaatakkoord wordt industriële elektrificatie benoemd als een van de pijlers onder CO₂-emissiereductie voor de industrie voor 2030. Daarbij wordt in het klimaatakkoord ook gewezen op het belang van flexibiliteit in elektrificatie voor realisatie van hernieuwbare elektriciteitsproductie.

Doel van dit onderzoek is om te komen tot inventarisatie en een initiële, eerste orde beoordeling van beleidsinstrumenten ter bevordering van industriële elektrificatie op korte tot middellange termijn (i.e. tot 2030).

Daartoe hebben we een verkenning uitgevoerd van belemmeringen en oplossingsrichtingen voor Nederlandse industriële elektrificatie. Naast literatuur zijn experts uit de praktijk geraadpleegd door middel van interviews en een enquête. Vervolgens hebben we een selectie van instrumenten met een brede dekking van belemmeringen opgesteld en voorgelegd aan een klankbordgroep van betrokkenen. De geselecteerde instrumenten hebben we verder uitgewerkt en beoordeeld op een de criteria effectiviteit, efficiëntie, rechtvaardigheid en uitvoerbaarheid.

S.1. Belemmeringen en oplossingsrichtingen voor industriële elektrificatie

Voor deze analyse is een lijst van belemmeringen en oplossingsrichtingen opgesteld op basis van literatuur, interviews met experts en een enquête onder experts. In Tabel 1 wordt dit overzicht weergegeven. De tabel is gestructureerd naar aangrijpingspunten op de businesscase, die kunnen worden gecategoriseerd naar de domeinen markt, infrastructuur, regulering en (ondersteunings)beleid.

Uit het overzicht is een selectie van goeddeels complementaire instrumenten opgesteld in overleg met de opdrachtgever en de klankbordgroep. Het gaat hier veelal om de concretere instrumenten, die in samenhang veel van de benoemde belemmeringen zouden kunnen adresseren.

- **Dubbele contracts for difference**

Hoge en sterk variabele elektriciteitsprijzen vormen een belemmering voor elektrificatie. Contracts for Difference (CFD) in elektriciteitsmarkten zijn contracten waarmee deze prijsrisico's voor een marktpartij kunnen worden afgedekt. Ook overheden kunnen het instrument inzetten als onderdeel van een ondersteuningsmechanisme. Ondersteuning voor enerzijds producenten en anderzijds afnemers, zoals die nu ook al plaatsheeft in de SDE++, kan op deze wijze vormgegeven worden via dubbele CFD's: een CFD met een producent van hernieuwbare elektriciteit én een CFD met een elektrificatieproject.

- **Borging CO₂-vrij elektriciteitsaanbod en -gebruik**

Industriële elektrificatie voor CO₂-emissiereductie vergt veelal zeer grote hernieuwbare elektriciteitsvolumes die voort zullen moeten komen uit verdere groei van hernieuwbare elektriciteitsproductie, waarbij nog onvoldoende zekerheid is of die ook worden gerealiseerd. De onzekerheid over deze groei vormt een risico voor de elektrificatie businesscase. Een borgingsmechanisme voor gelijkmatige groei van vraag en aanbod kan dit oplossen. In deze analyse is dat uitgewerkt in lichte vorm, door borging via beschotting in de SDE regeling, zodat in de SDE-portefeuille elektrificatie ook vergezeld gaat met meer aanbod van hernieuwbare elektriciteit.

Tabel 1. Overzicht van belemmeringen en voorgestelde instrumenten

Belemmeringen voor elektrificatie tot 2030		Voorgestelde instrumenten
Markt	1. Hoge e-prijs & prijsrisico (volatiliteit) vereist flex (bijv. hybride)	A. Dubbele contracts for difference B. Fonds voor elektriciteitsprijrisicospreiding windsector – industrie
	2. Hoge (input)volumerisico (beperkte RES beschikbaarheid)	A. Een borgingsmechanisme voor CO ₂ -vrije stroom als de vraag stijgt. Niet op projectniveau, maar overall. Dus voor elke TWh extra vraag krijg je een TWh extra groen aanbod. B. Een gerichte subsidieregeling (tender) voor elektrificatieprojecten waarbij steeds enige volumes in de markt worden gezet.
	3. Hoog (output)volumerisico (geen vraag CO ₂ -vrije stroom; geen incentive)	Introduceer prikkels voor gebruik CO ₂ -vrije stroom
Infrastructuur	1. Trage en onzekere aansluittermijn en onzekerheid beschikbaarheid transportcapaciteit	A. Wind op zee-model voor de netten B. Aanpassing KPI's TenneT (nu te veel op kosten, te weinig op aansluittempo)/Garanties over beschikbare transportcapaciteit in de toekomst C. Investerings- en planningsysteem waarbinnen integrale afstemming plaatsvindt tussen netbeheerders en marktpartijen (vraag/aanbod) (raakt aan Meerjarenprogramma Infrastructuur Energie en Klimaat - MIEK) D. Nationale regie hoofdinfrastructuur vanuit overheid en TenneT (raakt aan Programma energiehoofdstructuur - PEH), met anticiperende investeringen (is onderdeel herziening energiewet) E. Breng TenneT investeringen binnen project FID
Regulering	1. Hoge netwerk tarieven belemmeren flexibiliteit	A. Introductie van een kW _{flex} tariefcomponent B. Aanpassing tariefstructuur ter facilitering elektrificatie
	2. Risico toekomstige nettarieven	A. Bekostig infrastructuur niet enkel uit nettarieven voor afnemers B. Revolverend fonds TenneT investeringen C. Duidelijkheid over toekomstige nettarieven
Beleid	1. Onzekerheid in beleidsontwikkeling elektrificatie	Ontwikkel routekaart elektrificatie industrie met industriepartijen, met potentiële en doelstellingen
	2. Gas-to-power shift energiebelasting technisch ongunstig	Onderzoek mogelijkheden tot energiebelasting neutrale elektrificatie
	3. Indirecte kostencompensatie onzeker	Beleidsvoornemen stopzetting indirecte kosten regeling
	4. Afschaffing teruggaveregeling voor elektriciteit (energiebelasting)	Voortzetting van de meerjarenafspraken/convenanten (MEE en MJA3) en bijbehorende teruggaveregeling
	1. Beperkte ondersteuning (<2000 uur, excl. kosten on-site inpassing, mogelijk conflicteert met MSK)	A. Exploitatiesubsidie, net zoals nu bij waterstof wordt voorgesteld B. Uitbreiding SDE++, en i.h.b.: i. verruiming 2000 uur limiet, maar bijv. ook incl. on-site investeringen interne infra ii. combinatie PPA's, GvO's & telemetrie t.b.v. vollasturen SDE++ C. Tenderen t.b.v. elektrificatie i. maatwerktenders voor grote bedrijven ii. als alternatief instrument om technologie-specifieke CO ₂ -reductie te bewerkstelligen iii. voor elektrificatieprojecten, waarbij steeds enige volumes van vraag en aanbod in de markt worden gezet.

Een zwaardere vorm zou kunnen worden vormgegeven via een verplichtingenstelsel voor producent en afnemer, maar daar kleven haken en ogen aan.

- **Wind op zee model voor de netten**

Langdurige en onzekere aansluittermijn en beschikbaarheid van transportcapaciteit vormen een onzekerheid voor de businesscase van elektrificatie. In het model voor netontwikkeling voor wind op zee uit 2015 zijn verscheidene stappen gezet om vergelijkbare uitdagingen voor wind op zee te adresseren met een gebiedsgerichte benadering, coördinatie van netontwikkeling en versnelde vergunningprocedures. Dergelijke elementen zouden ook in context van industriële elektrificatie kunnen worden ingezet.

- **Introductie van een kW_{flex} -component op MS en HS**

Nettarieven voor sporadisch hoge vraagvermogens zijn relatief hoog om zo vlakke belastingprofielen te stimuleren. Flexibele elektrificatie-opties kunnen echter een nuttige rol vervullen voor de energie- en vermogensbalans van vraag en aanbod. Introductie van een aanvullend laag kW_{flex} nettatarief voor vraag boven gecontracteerd vermogen, als er ruimte op het net is, kan deze belemmering ten dele wegnemen. Voor de investeerder vraagt dat wel om duidelijkheid over de daadwerkelijke beschikbaarheid van deze netcapaciteit.

- **Administratieve koppeling**

Administratieve koppeling van een hernieuwbare elektriciteitsproject met een industriële afnemer via een elektriciteitscontract (ook wel een *Power Purchase Agreement* of PPA) in combinatie met garanties van oorsprong en meting (telemetrie) kan borgen dat er gelijktijdig hernieuwbare elektriciteit wordt geproduceerd en afgenomen. Vanuit de respondenten wordt dit gezien als middel om aan te tonen dat hernieuwbare elektriciteit wordt gebruikt. Dat wel vergt wel concretere onderkenning dat een deel van de hernieuwbare elektriciteitsproductie ook bedoeld is voor industriële elektrificatie. Voor flexibele opties wordt in de SDE regeling nu een beperkt aantal draaiuren gedekt, in lijn met lage prijzen en hoge hernieuwbare elektriciteitsproductie.

- **Maatwerktender**

Gestandaardiseerde elektrificatieprojecten, zoals beoogd met de SDE++, zijn toepasbaar maar mogelijk niet altijd de optimale oplossing voor specifieke situaties. Daarmee kunnen complexere projecten die toch veel potentieel voor CO₂-emissiereductie bieden buiten de regeling vallen. Een maatwerk tender kan dan meer vrijheidsgraden bieden, met een rangorde op basis van subsidiebehoefte per gereduceerde ton CO₂-emissie.

Naast deze instrumenten zullen andere stappen industriële elektrificatie kunnen bevorderen, zoals verdere aanscherping en versterking van het EU-ETS. Aanvullende maatregelen als certificering (zoals introductie van Garanties van Oorsprong voor waterstof, overdracht van Garanties van Oorsprong tussen energiedragers), fiscale stimulering (waterstof voor energiebelasting niet gelijkstellen aan aardgas, hoogte tarieven koppelen aan CO₂-uitstoot (elektriciteitsmix, aardgas) zullen ook bijdragen.

S.2. Beoordeling van geselecteerde instrumenten

Uit de beoordeling komt naar voren dat de verschillende instrumenten aanknopingspunten bieden voor het effectief oplossen van één of meer bestaande belemmeringen. Zeker de kW_{flex} -component en de maatwerk tender scoren ook goed op de andere criteria. Dat geldt in mindere mate ook voor het wind op zee model, risicomangement met dubbele CFD's en administratieve koppeling.

- **Dubbele contracts for differences** met koppeling op het niveau van de subsidieportefeuille zal de businesscase voor elektrificatie verbeteren door afdekking van het elektriciteitsprijsrisico. Ook de subsidie uitgaven worden minder onzeker. Dat vraagt wel om zorgvuldig ontwerp en maatvoering voor de balans tussen hernieuwbare elektriciteitsproductie en industriële elektrificatie. Verdere verkenning door **concretere uitwerking binnen de kaders van de SDE** regeling lijkt gerechtvaardigd, vanuit het oogpunt dat hiermee een belangrijk resterend risico kan worden weggenomen.
- **Het borgingsmechanisme voor CO₂-vrije elektrificatie** op portefeuilleniveau ligt in het verlengde hiervan. Sturing op balans in volumes van vraag en aanbod in overeenstemming met de klimaatakkoorddoelen kan via beschotting in de SDE of op een nationale deelmarkt via een verplichtingenstelsel. De lichtere variant met beschotting is eenvoudig in te voeren, al geeft dat geen garanties voor realisatie. Dat vergt wel **nadere uitwerking** van de vormgeving.
- Het **wind op zee model voor de netten** biedt een aantal nuttige elementen die goed bruikbaar zijn voor verschaffing van zekerheid en versnelling van aansluitprocedures, zoals gebiedsgerichte aanpak, coördinatie van benodigde infrastructuurontwikkeling en versnelling van vergunningprocedures. Vanwege de huidige planvorming rond infrastructuurontwikkeling, valt het aan te bevelen om dit op korte termijn te **betrekken in het nationaal Programma Infrastructuur Duurzame Industrie (PIDI)**.
- Een aanvullende netwerktariefcomponent in de vorm van **een kW_{flex} -component** lijkt een kansrijke optie om efficiënt nettoegang voor flexibele opties te verbeteren en zo de businesscase te verbeteren. Toepassing van dit instrument bij industriële elektrificatie vraagt echter om verdere **potentieelanalyse en experimenten**.
- De **maatwerk tender** biedt goede kansen om het bestaande ondersteuningskader te verruimen voor complexere elektrificatieprojecten met gunstig potentieel voor CO₂-emissiereductie tegen lage kosten. Dergelijke projecten zouden niet goed passen in de huidige ondersteuningscategorieën. Binnen de SDE++ zou ook een vrije categorie kunnen worden toegevoegd. Deze aanpak is niet strijdig met de huidige EU kaders voor bijvoorbeeld staatssteun. Het is echter nog niet duidelijk hoe groot het potentieel is voor dergelijke projecten, dus een **potentieelverkenning** lijkt een goede eerste stap.
- **Administratieve koppeling** vormt een oplossingsrichting voor het vraagstuk rond de bewijslast van inzet van hernieuwbare of CO₂-vrije elektriciteit, mits er ook nieuwe hernieuwbare elektriciteitsproductie voor wordt ontwikkeld. Dit kan de subsidiemogelijkheden verruimen. Vooralsnog lijkt deze route niet goed aan te sluiten bij de bestaande Europese regelgeving. Er loopt echter een verkennend traject binnen de context van de REDII en resultaten worden medio

2021 verwacht. **Aansluiting bij de lopende analyse** en de inzet dat dit ook wordt meegenomen in de aanstaande herziening van zowel de EU staatssteunregels energie en milieu als de Europese REDII richtlijn lijkt hier voor de hand te liggen.

S.3. Conclusies

Op korte termijn wordt door veel partijen vooral de e-boiler gezien als belangrijkste elektrificatie-optie. De e-boiler kan tevens op korte termijn al snel een rol vervullen in de flexibiliteitsvoorziening. De kW_{flex} en de CFD's op portefeuilleniveau (in feite dekking van de elektriciteitsprijsrisico's binnen de SDE kaders) zouden een sterke verbetering van deze businesscase bewerkstelligen voor opschaling richting 2025.

Om in de industrie tijdig, voor 2030, voldoende elektrificatievolume te behalen is voor de industrie zicht op verruiming van de SDE++ opties nodig. Dat vergt verruiming van de technische categorieën en uitbreiding van de subsidiabele bedrijfstijd van e-boilers. Voor het eerste punt biedt de maatwerkender goede mogelijkheden. Uitbreiding van subsidiabele bedrijfstijd vergt een andere toerekening van indirecte emissies, dan de huidige marginale toerekening in de SDE. Dat staat gecombineerde vraag- en aanbodprojecten in de weg. Borging op een hoger schaalniveau kan wel helpen om zekerheid te verschaffen over de ontwikkeling van aanbod.

De hiervoor genoemde verbeteringen voor elektrificatie zijn ineffectief als de noodzakelijke infrastructuur niet tijdig voorhanden is. Het wind op zee model voor de netten biedt nuttige elementen als gebiedsgerichte planvorming, coördinatie en versnelling van vergunningprocedures. Het huidige bestuurlijke proces rond infrastructuurontwikkeling in het nationaal Programma Infrastructuur Duurzame Industrie (PIDI) biedt een gunstige gelegenheid om deze elementen mee te nemen.

Inhoudsopgave

	Samenvatting	2
S.1.	Belemmeringen en oplossingsrichtingen voor industriële elektrificatie	2
S.2.	Beoordeling van geselecteerde instrumenten	5
S.3.	Conclusies	6
	Inhoudsopgave	7
1	Inleiding	1
1.1	Achtergrond	1
1.2	Doel van dit onderzoek	2
1.3	Aanpak van dit onderzoek en leeswijzer	2
2	Wat staat industriële elektrificatie in de weg?	3
2.1	Mismatch 1: energiedrager	3
2.2	Mismatch 2: volume	4
2.3	Mismatch 3: tijds patroon	4
2.4	Mismatch 4: locatie	5
2.5	Mismatch 5: kosten	6
2.6	En waterstof dan?	8
3	Selectie van oplossingsrichtingen	9
3.1	Structurering vanuit investeringsperspectief	9
3.2	Selectie van instrumenten	11
4	Eerste orde beoordeling geselecteerde oplossingen	13
4.1	Dubbele contracts for difference	14
4.2	Borging CO ₂ -vrij elektriciteitsaanbod en gebruik	17
4.3	Wind op zee model voor de netten	19
4.4	Introductie van een kW _{flex} -component op MS en HS	23
4.5	De maatwerktender	25
4.6	Administratieve koppeling door combinatie van PPA's, GvO's en telemetrie	27
5	Conclusies en aanbevelingen	32
	Bibliografie	1
	Bijlage(n)	
A	Reflectie op SDE uitgangspunten voor indirecte emissiereductie via flexibele elektrificatie-opties	
B	Toelichting op CFD	
C	kW _{flex} en het Smart Grid Westland project	
D	Relevante elementen uit Wetsvoorstel windenergie op zee	

1 Inleiding

1.1 Achtergrond

In het Klimaatakkoord worden ambitieuze doelstellingen voor duurzame elektriciteitsproductie geformuleerd. Voor 2030 wordt ernaar gestreefd om de huidige elektriciteitsproductie uit hernieuwbare bronnen van 18 TWh op te schalen tot 84 TWh. Op basis van de destijds bekende inschattingen van het PBL zou daarmee ongeveer 70% van de elektriciteitsvraag in 2030 worden geproduceerd met wind en zon, inclusief nieuwe vraag ten gevolge van elektrificatie.¹ Tegenover dat groeiende aanbod van hernieuwbare elektriciteit voor elektrificatie zou dan ook een verder stijgend gebruik van hernieuwbare elektriciteit moeten staan.

Elektrificatie in de vraagsectoren is dan de voor de hand liggende oplossing: het maakt direct gebruik van de beschikbare hernieuwbare elektriciteit en vergt geen conversieslag met energieverliezen. In het Klimaatakkoord wordt er dan ook nadrukkelijk op gewezen dat elektrificatie van warmteprocessen (Power2Heat) in de industrie een belangrijke kans biedt tot verduurzaming van de industriële productie bij voldoende beschikbaarheid van hernieuwbare elektriciteit. Een gezamenlijke werkgroep van de elektriciteits- en industrietafel heeft laten zien dat dit kan leiden tot 5.3 Mton CO₂ emissiereductie en een toename van de vraag naar duurzame elektriciteit van 9 tot 24 TWh. Verder wordt ook gewezen op de mogelijke rol van waterstofproductie uit elektrolyse op middellange (2030) en lange (2050) termijn. Om die rol vorm te geven wordt in het klimaatakkoord voorgesteld te starten met een waterstofprogramma dat zich voor de korte termijn richt op de stapsgewijze opschaling van de productie van groene waterstof uit duurzame elektriciteit met de ambitie om voor 2030 3-4 GW aan geïnstalleerd vermogen aan elektrolyzers te realiseren.

Verscheidende industrieën, zoals de papier- en voedingsmiddelenindustrie, maken al meer en meer gebruik van elektriciteit. Toch breekt elektrificatie in veel andere industrieën nog niet echt door. Daar liggen technische redenen aan ten grondslag (elektrificatie van hogetemperatuurwarmte is nog niet goed mogelijk), maar spelen ook bedrijfseconomische redenen een rol (electriciteit is nu duurder dan gas). In het klimaatakkoord is dan ook vastgelegd dat het Rijk zich in zal spannen om elektrificatie een plek te geven binnen de verbrede SDE+, o.m. met hybride elektrificatie. Inmiddels is dat vormgegeven met de SDE++ en openstelling van een categorie voor elektrische verwarmde ketels (e-boilers), grootschalige industriële warmtepompen en elektrolyzers. Op het gebied van elektrificatie is verder ook al denkwerk verzet rondom aanvullende beleidsinstrumenten, zoals bijvoorbeeld het actieplan van Wind Meets Industry (Wind meets Industry, 2020). Ondanks deze inspanningen is er nog ruimte voor verbetering op het domein van instrumentatie

¹ De elektriciteitsvraag in 2030 wordt in de doorrekening van het ontwerp klimaatakkoord in april 2019 door PBL geraamd op 108.5 TWh (PBL, 2019). Deze berekening ligt ten grondslag aan het klimaatakkoord. De aanvullende elektriciteitsvraag vanuit elektrificatie industrie wordt in de doorrekening van het ontwerp klimaatakkoord door PBL geraamd op 4.4 TWh, als onderdeel van de 'zekere' netto 5 TWh aanvullende vraag voor Nederland als geheel die mogelijk op kan lopen tot 14.5 TWh. Op basis van deze verwachting zou dus 68% tot 74% van de elektriciteitsvraag worden voorzien met hernieuwbare elektriciteit uit zon en wind. Na publicatie van het Klimaatakkoord heeft het PBL de inschatting van de bestaande vraag voor 2030 overigens met 8 TWh verhoogd (PBL, 2019).

voor industriële elektrificatie. De NVDE heeft TNO gevraagd een verkenning uit te voeren van mogelijke beleidsinstrumenten om industriële elektrificatie te bevorderen.

1.2 Doel van dit onderzoek

Doel van dit onderzoek is om te komen tot een eerste orde inventarisatie en beoordeling van mogelijke aanvullende beleidsinstrumenten ter bevordering van industriële elektrificatie op korte tot middellange termijn (i.e. tot 2030).

1.3 Aanpak van dit onderzoek en leeswijzer

In deze analyse verkennen we belemmeringen en voorstellen voor beleidsinstrumenten voor elektrificatie in de industrie op basis van literatuur, gerichte enquêtes en interviews. De inventarisatie wordt afgesloten met een selectie van concretere instrumenten voor verdere uitwerking op hoofdlijnen en beoordeling op basis van de aangegeven criteria. De tussenresultaten zijn gepresenteerd en becommentarieerd door een klankbordgroep met vertegenwoordiging vanuit energiebedrijven, industrie, en netbeheer. In de tweede fase zijn de geselecteerde instrumenten op hoofdlijnen uitgewerkt en kwalitatief beoordeeld op basis van de criteria effectiviteit, efficiëntie, rechtvaardigheid en uitvoerbaarheid.

Belemmeringen en inventarisatie van oplossingsrichtingen en beleidsinstrumenten worden gepresenteerd in Hoofdstuk 2. In Hoofdstuk 3 wordt een selectie van instrumenten opgesteld op basis van de businesscase. In Hoofdstuk 4 worden de geselecteerde instrumenten uitgewerkt en tegen het licht gehouden. In het laatste hoofdstuk sluiten we af met conclusies en aanbevelingen.

2 Wat staat industriële elektrificatie in de weg?

Voor deze verkenning is een serie interviews uitgevoerd en aanvullend een enquête uitgezet bij vertegenwoordigers van industrie, energiebedrijven en andere belanghebbende deskundigen. Vanuit deze consultatie zijn belemmeringen voor industriële elektrificatie en oplossingsrichtingen afgeleid. In dit hoofdstuk presenteren we een overzicht van de door respondenten aangegeven belemmeringen en oplossingsrichtingen. De belemmeringen worden weergegeven aan de hand van discrepanties (mismatches) tussen het hernieuwbaar aanbod en de vraag vanuit de industrie om fossiel energiegebruik te vervangen.

2.1 Mismatch 1: energiedrager

Binnen de hier gehanteerde zichtperiode tot 2030 zal naar verwachting hernieuwbare energie vooral beschikbaar komen in de vorm van elektriciteit, waarbij de grote volumes komen van wind op zee. In plaats van fossiele moleculen worden dus elektronen ingezet. Daarvoor zijn andere technieken nodig: elektrificatie technieken. Bekende nu toegepaste elektrificatietechnieken zijn de productie van stoom met elektrische ketels (e-boilers), met stoom aangedreven motoren vervangen door elektromotoren, elektrische ovens in de voedingsmiddelenindustrie, elektrisch ontwateren met persen, hete lucht of vriesdrogen en warmtepompen. Een categorie die veel energie kan besparen zijn elektrische warmtepompen, maar respondenten voorzien nog weinig potentiële warmtepompprojecten. Inpassing van warmtepompen op bestaande sites is vaak gecompliceerd. Bovendien is met de huidige techniek het temperatuurniveau nog beperkt, waardoor het concurreert met restwarmte. In dergelijke gevallen levert de warmtepomp weinig CO₂-emissiereductie. E-boilers worden door respondenten veelvuldig genoemd en lijken in die zin het grootste potentieel te bieden. Nog verder te ontwikkelen elektrificatietechnieken betreffen directe verhitting met hogere temperaturen in fornuizen en ovens. Op langere termijn komen ook andere technieken in beeld. Nog in de kinderschoenen staan elektrische technieken als directe toepassing in chemische processen voor bijvoorbeeld reductie van ijzererts. Bedrijven die met ovens en fornuizen werken kunnen de overstap nu niet maken. Dit betreft onder andere de raffinaderijen, ethyleenproductie (naftakrakers), hoogovens, glas- en keramiekovens.

Vanuit Nederlands en Europees beleid wordt ingezet op innovatie, zoals via de Meerjarige Missiegedreven Innovatie Programma's (MMIP's) en in geval van industriële innovatie MMIP7. Voor de beoogde opschaling van waterstof wordt vanuit het Klimaatakkoord ingezet op een waterstofprogramma en ondersteuning middels een tijdelijke exploitatiesubsidie vanuit een herschikking van een deel van de bestaande middelen voor waterstof-pilots binnen de DEI+.

Belemmeringen:

- Elektrificatietechnologieën voor verscheidene toepassingen zijn nog niet beschikbaar of marktrijp

Oplossingsrichtingen:

- Vanuit de respondenten is hier geen expliciete oplossingsrichting benoemd dan (voortzetting van) innovatiebeleid

2.2 Mismatch 2: volume

Diverse respondenten geven aan dat industriële elektrificatie veel hernieuwbare elektriciteit gaat vragen. Op langere termijn lijkt dit aanbod gewaarborgd door de ambities voor hernieuwbare elektriciteitsproductie in het Klimaatakkoord, maar recente analyses laten zien dat ook dat onzeker is. Zo laat een recente studie van AFRY zien dat bij groei van windenergie conform de ambities in het klimaatakkoord de elektriciteitsprijzen dalen op momenten dat er veel windenergie wordt geproduceerd (AFRY, 2020). Daardoor worden windenergieprojecten economisch minder aantrekkelijk. De beoogde subsidievrije ontwikkeling van windenergie is daarmee onzeker geworden, ondanks verdere kostendalingen voor windenergie.

Investerings in industriële elektrificatie kunnen bijdragen aan verbetering van de businesscase voor hernieuwbare elektriciteitsproductie. Zeker als het gaat om flexibele inzet van e-boilers kan dit bijdragen aan de vorming van een prijsbodem op niveaus rond de prijs van aardgas (Universiteit van Utrecht en CE Delft, 2019).

Recent hebben belanghebbenden in de windenergiesector en de energie-intensieve industrie de Wind Meets Industry coalitie gevormd en een actieagenda opgesteld (Wind meets Industry, 2020). Binnen deze agenda wordt onder meer vastgesteld dat een geplande en afgestemde uitrol van aanbod en vraag mogelijk moet worden gemaakt en gezamenlijke groeiplannen voor vraag en aanbod moeten worden ontwikkeld, met als eerste stap een uitwerking van de vraag in de verschillende industrieclusters.

Belemmeringen:

- Onvoldoende perspectief op hernieuwbaar aanbod maakt overschakeling op elektriciteit voor industrie onzeker

Oplossingsrichtingen:

- Een borgings- of koppelingsmechanisme voor beschikbaarheid van CO₂-vrije stroom als de vraag stijgt
- Een gerichte subsidieregeling voor elektrificatieprojecten waarbij steeds enige volumes in de markt worden gezet

2.3 Mismatch 3: tijds patroon

Hernieuwbare elektriciteit wordt vooral uit wind en zon geproduceerd en het aanbod varieert in tijd. De meeste industriële processen hebben niet de mogelijkheid om intermitterend aanbod te volgen; historisch gezien heeft de industrie in veel gevallen haar processen geoptimaliseerd naar continubedrijf. De vraag van industrieprocessen kan soms flexibel aangepast worden aan het aanbod, als de productiecapaciteit groot genoeg is. De industrie kan voor stoomproductie ook gasgestookte ketels en warmtekrachtkoppeling (WKK) in stand houden naast invoeging van e-boilers, of hybride ketels toepassen. Daardoor wordt de beoogde CO₂-reductie echter beperkt tot perioden met hernieuwbaar elektriciteitsaanbod. Industrie die op termijn volledig wil overschakelen op elektriciteit is onzeker of het hernieuwbare aanbod beschikbaar komt over de volledige bedrijfstijd.

Daarbij komen aanvullende kosten voor hybride bedrijfsvoering, zoals de relatief hoge kosten van het capaciteitsstarief (kW_{contract}) voor piekbelasting op de

aansluiting. Bij sporadische inzet kunnen deze kosten oplopen tot wel 30 €/MWh (CE Delft, 2015), waarmee het perspectief op lage elektriciteitsprijzen bij hoge invoering van hernieuwbare elektriciteit vrijwel teniet gedaan wordt. Oplossingsrichtingen die respondenten hierbij benoemen zijn aanpassing van de nettarieven in het algemeen en invoering van een tariefcomponent voor aanvullende flexibele vraag in het bijzonder. Dit laatste concept wordt beperkt toegepast door Westland Infra Netbeheer onder de noemer kW_{flex} , binnen de context van een tijdelijke ontheffing van toepassing van gangbare tarieven (ACM, 2018).

Belemmeringen:

- Beperkte technische inpasbaarheid van variabele opwekking binnen bestaande productieprocessen
- De hoge kosten voor flexibele netbelasting in de tarievenstructuur

Oplossingsrichtingen:

- Hybride set-up van e-boilers met een gasboiler/WKK voor warmteproductie
- Aanpassing van de tarievenstructuur, zoals invoering van een kW_{flex} -component

2.4 Mismatch 4: locatie

Om elektriciteit verplaatst te krijgen van windlocaties op zee naar de industrieclusters is extra infrastructuur nodig. Ondanks het feit dat net op zee verbindingen vaak aanlanden nabij industriële clusters (die in veel gevallen gelegen zijn rond havengebieden) is voor industriële elektrificatie ter plaatse vaak nieuwe transportinfrastructuur nodig op de hogere netvlakken. Bij verzwaring van transportinfrastructuur (HS/MS) voor elektriciteit gaat het vaak om grootschalige projecten met een lange doorlooptijd (die kan oplopen tot wel 10 jaar) en een beduidend onzekerder realisatietermijn dan de elektrificatieprojecten zelf, onder meer vanwege complexiteit van ruimtelijke ordeningstrajecten en bijbehorende vergunningverlening. Veel industriële elektrificatietrajecten kunnen sneller gerealiseerd worden. Anderzijds kan ook de investeringsdynamiek in de industrie op basis van “*turnarounds*” mogelijk tot nog trage realisatie leiden.²

Netbeheerders zijn in er het kader van de elektriciteitswet aan gehouden om periodiek een investeringsplan op te stellen waarin alle noodzakelijke uitbreidingsinvesteringen en vervangingsinvesteringen worden beschreven en onderbouwd. In het Klimaatakkoord is vastgelegd dat een integrale infrastructuurverkenning 2030-2050 daarbij als leidraad wordt gebruikt. De ontwikkeling van elektrificatie in industrie, maar ook in mobiliteit en de gebouwde omgeving, en hernieuwbare elektriciteitsproductie zoals die in de Regionale Energiestrategie (RES) plannen wordt vormgegeven is echter zeer onzeker (Berenschot en Kalavasta, 2020). Netbeheerders mogen anticiperend investeren, maar het vergt wel een nut- en noodzaaktoets. Zo ontstaat een kip-en-eiprobleem; onzekerheid over realisatie van transportcapaciteit brengt onzekerheid voor de investeringsbeslissing over industriële elektrificatie, terwijl onzekerheid over industriële elektrificatie nut en noodzaak van investeringen in transportcapaciteit onzeker maakt.

² Turnarounds in de industrie zijn momenten waarop installaties worden stilgelegd voor groot onderhoud en aanpassingen (gewoonlijk in de orde van een jaar of 8 à 10).

Aspecten van de infrastructurele uitdagingen zijn wel voorzien in het Klimaatakkoord en er zijn verschillende acties op dat terrein voorgesteld. De eerste stappen in dat kader zijn inmiddels gezet en recentelijk is de startnotitie Programma Energiehoofdstructuur, kortweg PEH, gepubliceerd (Ministerie van Economische Zaken en Klimaat, 2020).³ Ook is een Taskforce Infrastructuur Klimaatakkoord Infrastructuur (TIKI) geformeerd. Recente analyse van de TIKI laat zien dat met de huidige ambities van de industrie voor 2030 al knelpunten in de energietransport-infrastructuur kan veroorzaken. Verder geeft de TIKI als aanbeveling mee om een Meerjarenprogramma Infrastructuur Energie en Klimaat (MIEK) te ontwikkelen voor de coördinatie van infrastructurele projecten die essentieel zijn voor de energietransitie op Rijksniveau, in samenspraak met industrie en infrastructuurbedrijven (TIKI, 2020). In de reactie op het TIKI-onderzoek heeft het ministerie de besluitvormingsprocessen geschetst die nodig zijn voor de realisatie van de toekomstige energie infrastructuur (EZK, 2020b). Samenvattend zijn er acties in gang gezet ter verbetering van coördinatie van infrastructuurontwikkeling, onder meer ten behoeve van de industrie. Vooralnog bieden die echter nog niet de concrete versnelling die nodig is voor strategische investeringsbeslissingen over industriële elektrificatie. Respondenten geven aan dat voor verdere verbetering gedacht kan worden aan het “Wind op Zee model” voor netontwikkeling; integrale afstemming tussen netbeheerders en marktpartijen zoals het MIEK; en nationale regie op de hoofdinfrastructuur vanuit het Rijk en de landelijke netbeheerder. Specifiek voor TenneT wordt overwogen worden tijdige realisatie op te nemen in de Key Performance Indicators (KPI's) en TenneT investeringen onderdeel te maken van de *Final Investment Decision* (FID) voor een elektrificatieproject.

Belemmeringen:

- Onzekerheid over beschikbaarheid infrastructuur: kip-en-eiproblematiek, met lange doorlooptijd en onzekerheid realisatietermijn tot gevolg.
- Initiatie & doorlooptijden: transportinfrastructuur met bijbehorende lange doorlooptijden volgt op het aansluitverzoek, terwijl industrie turnaround-gedreven investeert.

Oplossingsrichtingen:

- Nationale regie op de hoofdinfrastructuur vanuit het Rijk en de landelijke netbeheerder.
- Integrale afstemming tussen netbeheerders en marktpartijen.
- Wind op Zee model voor netontwikkeling.
- TenneT investeringen onderdeel maken van FID voor een elektrificatieproject.
- Aanpassingen in de Key Performance Indicators (KPI's) voor de landelijke netbeheerder TenneT.

2.5 Mismatch 5: kosten

Veruit de meest genoemde belemmering voor industriële elektrificatie betreft de kosten van elektrificatie, vooral door het prijsverschil per energie-eenheid tussen

³ Het Programma Energiehoofdstructuur is de juridisch-beleidsmatige opvolger van de structuurvisies Buisleidingen, Wind op Land en het Derde Structuurschema Elektriciteitsvoorziening. De ambitie van het Programma Energiehoofdstructuur is tijdig te zorgen voor voldoende ruimte voor de nationale energiehoofdstructuur, op basis van een integrale afweging met andere opgaven en belangen, binnen een (inter)nationale context en waarbij een goede leefomgevingskwaliteit randvoorwaarde is.

elektriciteit en aardgas.⁴ De CO₂-prijs overbrugt dat verschil nu niet. Prijzen voor elektriciteit zijn bovendien erg bewegelijk en dus risicovol.

Voor e-boilers, elektrolyse en warmtepompen zijn voor het komend jaar daarom SDE++-subsidies beschikbaar gesteld. Andere elektrificatie-opties zoals vervanging van stoom aangedreven motoren en combinaties met duurzame stoomopwekking zijn niet opgenomen in de SDE++. Ook complexere projecten in de context van geïntegreerde processen in de industrie zijn niet goed in te passen in de SDE categorieën.

Voor elektrische warmtepompen hoeft het kostenverschil tussen elektriciteit en aardgas geen direct bezwaar te zijn, omdat de techniek meer dan twee derde energie bespaart. Dat ligt anders voor de flexibele elektrificatie-opties; veel respondenten geven aan dat deze opties nog niet uit kunnen met de huidige regeling. Voor deze opties voorziet de regeling in ondersteuning van een beperkt en vaststaand aantal draaiuren, in de veronderstelling dat alleen bij lage elektriciteitsprijzen inzet plaats heeft en dat juist in die uren landelijk veel hernieuwbare elektriciteit wordt geproduceerd. Zo worden de flexibele opties alleen ondersteund voor een beperkt aantal uren in de veronderstelling dat inzet plaats heeft bij lage prijzen en daarmee samenhangende hoe invoeding van hernieuwbare elektriciteit.⁵ Verder worden variaties in vermeden warmtekosten (bepaald door de aardgasprijs) in de regeling meegenomen, maar wordt voor de elektriciteitsprijzen uitgegaan van een prijsscenario. Daadwerkelijke elektriciteitsprijsvariaties worden dus niet meegenomen. Ook wordt uitgegaan van een vast aantal draaiuren, zodat oplopende netkosten (zie voorgaande bespreking kosten voor kW_{contract}) bij eventueel lager uitvallende inzet niet worden gecompenseerd. De respondenten geven verder aan dat in de SDE++ inschatting onvoldoende rekening gehouden wordt met de kosten voor inpassing en infrastructuur (on-site).

Specifieke beleidskeuzes maken voorts elektrificatie minder aantrekkelijk en onzeker; vrije allocatie van ETS-emissierechten vervalt op dit moment voor stoomproductie met elektriciteit, indirecte kostencompensatie voor elektriciteits-intensieve processen afgeschaft.⁶ Daar staat tegenover dat de ETS-correctie binnen de SDE bijgesteld kan worden (de vergoeding wordt groter), als de ETS-rechten vervallen voor stoomproductie uit elektriciteit. Verder pakt de energiebelasting, die over de beide energiedragers betaald moet worden, veelal ongunstiger uit. Ook worden inpassingskosten maar in beperkte mate meegenomen in de huidige SDE regeling. Veel respondenten geven dan ook aan dat de businesscase voor de flexibele opties nog niet uit kan.

⁴ De elektriciteitsprijs wordt vaak bepaald door een gascentrale, en het omzettingsverlies maakt dat direct gebruik van aardgas voor verwarming dan een stuk goedkoper is.

⁵ Elektrificatie met niet-hernieuwbare elektriciteit in e-boilers en elektrolyse kan in de praktijk leiden tot hogere CO₂-emissies. Als binnen het elektriciteitssysteem bijvoorbeeld een gascentrale wordt ingezet voor de benodigde elektriciteitsproductie, kan dat door de rendementsverliezen leiden tot hoger aardgasgebruik dan directe inzet voor warmte of waterstofproductie. Daarmee nemen de netto en dus CO₂-emissies dus toe. Dat is overigens ook het geval als hernieuwbare elektriciteit wordt ingezet voor de e-boiler, maar andere elektriciteitsvraag moet worden bediend met de gascentrale.

⁶ Vanaf 2021 wordt indirecte kostencompensatie wel mogelijk gemaakt volgens de recent gepubliceerde herziening van de EU-ETS-richtsnoeren voor staatssteun ter compensatie van indirecte koolstofkosten voor de periode 2021-2030.

De respondenten hebben verschillende oplossingsrichtingen aangegeven. Zo kan het elektriciteitsprijnsrisico mogelijk hanteerbaar worden gemaakt door spreiding van tegengestelde prijsrisico's van producenten en afnemer via zogenaamde Contracts for Differences, eventueel aangevuld met een fonds voor spreiding van de risico's in de tijd. Door spreiding van risico's hoeven de totale subsidiekosten niet toe te nemen. Verscheidene respondenten geven aan dat de businesscase zou verbeteren als er meer subsidiabele uren zouden worden gehanteerd. Om inzet van hernieuwbare elektriciteit daarbij te borgen kan een administratieve koppeling tussen hernieuwbare elektriciteitslevering en afname worden ingericht. De bewijsvoering wordt dan gebaseerd op het elektriciteitscontract (een *Power Purchase Agreement*, kortweg PPA) in combinatie met Garanties van Oorsprong (GvO's) en telemetrie (onafhankelijke bemetering van het afnamepatroon). Tot slot worden aanvullingen op de huidige SDE++ categorieën voorgesteld, ter verruiming van de subsidiabele projectcategorieën. Zo zijn tenders voor elektrificatie, tenders voor grote bedrijven, tenders voor technologie specifieke CO₂-emissiereductie of maatwerktenders benoemd.

Belemmeringen:

- Energieprijzen: kostenverschil elektriciteit en aardgas.
- Prijsrisico: prijsrisico's (volatiliteit) voor elektriciteit.
- Beperking subsidiabele uren e-boilers (en elektrolyse) i.v.m. indirecte emissies.
- Beperking subsidies voor overige opties en combinaties.
- Beperking subsidie voor kosten van inpassing op de site.
- ETS allocatie: Verlies van ETS rechten bij elektrificatie.
- Energiebelasting: verschil in energiebelasting voor elektriciteit en aardgas vs. aardgas.

Oplossingsrichtingen:

- Verruiming subsidiabele draaiuren van e-boilers door borging hernieuwbaar elektriciteitsgebruik voor elektrificatie, bijvoorbeeld met administratieve koppeling op basis van PPA, GvO's en telemetrie.
- Dubbele contracts for differences.
- Maatwerktenders voor grotere of complexe elektrificatie projecten.

2.6 En waterstof dan?

Omzetting van elektriciteit in waterstof met elektrolyse (groene waterstof) is een belangrijke mogelijkheid om de fysieke mismatches op te vangen. Waterstof kan worden toegepast als brandstof, kan makkelijker opgeslagen worden en kan makkelijker verplaatst worden met buisleidingen. De eerste elektrolyseprojecten voor productie van groene waterstof worden dan ook al geëvalueerd. Dit zijn pilots met de ambitie om te komen tot verdere opschaling van deze technologie. Het kostenniveau is nog zodanig dat er geen grote volumes kunnen worden verwacht op korte termijn. Voor groene waterstofprojecten geldt, evenals bij e-boilers, een beperking van het aantal subsidiabele uren vanwege indirecte CO₂-emissies van elektriciteitsopwekking. De onzekerheid over de toekomstige rol van waterstof werkt door op de besluitvorming over elektrificatie. De beleidsinstrumenten die in dit rapport worden geanalyseerd zijn niet gericht op de ontwikkeling van groene waterstof. In de beoordeling wordt wel rekening gehouden met deze ontwikkeling.

3 Selectie van oplossingsrichtingen

De belemmeringen en oplossingsrichtingen van het vorige hoofdstuk vragen een verdere analyse welke concrete beleidsinstrumenten de condities voor investeringen in elektrificatie kunnen verbeteren. Voor deze analyse, gericht op de periode tot 2030, richten we ons primair op directe elektrificatie-opties zoals e-boilers, warmtepompen en stoomrecompressie. Indirecte elektrificatie via groene waterstof behoeft nog opschaling en kan vooral vanaf 2030 een grotere rol gaan spelen. Dat geldt ook voor elektrische ovens en elektrisch kraken op hogere temperaturen.

3.1 Structureren vanuit investeringsperspectief

De benoemde belemmeringen en oplossingsrichtingen voor directe elektrificatie kunnen worden ingedeeld naar verschillende categorieën markt, infrastructuur, regulering en ondersteuningsbeleid. In Tabel 2 wordt dit overzicht weergegeven.

Markt

Uit de inventarisatie blijkt dat er een onrendabele top of onzekerheid over de onrendabele top resteert voor veel elektrificatie-opties. Dat is zeker het geval voor elektrificatie-opties die niet onder de SDE regeling vallen, al was het maar vanwege de relatief hoge kosten van elektriciteit in vergelijking tot de kosten van aardgas.

Voor elektrificatie-opties die onder de SDE vallen zou in een dekking van de onrendabele top moeten worden voorzien. De elektriciteitskosten worden echter slechts ten dele gedekt: er wordt uitgegaan van een prijsscenario, zonder verdere correctie als de prijzen anders uitvallen. Oplossingen liggen in mogelijkheden tot dekking van elektriciteitsprijrisico's, en mogelijk in de voorgestelde inzet van **dubbele contracts for difference**.

Naast prijrisico's liggen er in de markt ook volumerisico's. Voor verschillende elektrificatie-opties zal elektrificatie alleen leiden tot CO₂-emissiereductie als er gebruik wordt gemaakt van hernieuwbare elektriciteit. Een e-boiler (maar ook een elektrolyser) zal bijvoorbeeld niet tot CO₂-emissiereductie leiden als gebruik gemaakt wordt van elektriciteit uit gasgestookte centrales. Voor dergelijke opties is het van belang dat er voldoende zicht is op hernieuwbare elektriciteitsvolumes. Uitblijven daarvan impliceert voor deze opties een risico voor het aantal draaiuren, of onvoldoende zicht op toekomstige groei met het oog op de decarbonisatie opgave. Een **borgingsmechanisme voor CO₂-vrije stroom** dat er op gericht is om hernieuwbare elektriciteitsproductie en industriële elektrificatie in balans tot ontwikkeling te brengen, in overeenstemming met de klimaatakkoorddoelen, zou dit risico kunnen verminderen.

Infrastructuur

De beschikbaarheid van transportcapaciteit en de doorlooptijd voor ontwikkeling van de benodigde infrastructuur brengt onzekerheid met zich mee. De ontwikkeling van netcapaciteit binnen de huidige reguleringskaders volgt gewoonlijk op feitelijke vaststelling van toekomstige vraag, i.e. na de FID, en vergt nadien substantiële doorlooptijd.

Tabel 2. Overzicht van belemmeringen en voorgestelde instrumenten

Belemmeringen voor elektrificatie tot 2030		Voorgestelde instrumenten
Markt	4. Hoge e-prijs & prijsrisico (volatiliteit) vereist flex (bijv. hybride)	C. Dubbele contracts for difference D. Fonds voor elektriciteitsprijsrisicospreiding windsector – industrie
	5. Hoge (input)volumerisico (beperkte RES beschikbaarheid)	C. Een borgingsmechanisme voor CO ₂ -vrije stroom als de vraag stijgt. Niet op projectniveau, maar overall. Dus voor elke TWh extra vraag krijg je een TWh extra groen aanbod. D. Een gerichte subsidieregeling (tender) voor elektrificatieprojecten waarbij steeds enige volumes in de markt worden gezet.
	6. Hoog (output)volumerisico (geen vraag CO ₂ -vrije stroom; geen incentive)	Introduceer prikkels voor gebruik CO ₂ -vrije stroom
Infrastructuur	2. Trage en onzekere aansluittermijn en onzekerheid beschikbaarheid transportcapaciteit	F. Wind op zee-model voor de netten G. Aanpassing KPI's TenneT (nu te veel op kosten, te weinig op aansluittempo)/Garanties over beschikbare transportcapaciteit in de toekomst H. Investerings- en planningsysteem waarbinnen integrale afstemming plaatsvindt tussen netbeheerders en marktpartijen (vraag/aanbod) (raakt aan Meerjarenprogramma Infrastructuur Energie en Klimaat - MIEK) I. Nationale regie hoofdinfrastructuur vanuit overheid en TenneT (raakt aan Programma energiehoofdstructuur - PEH), met anticiperende investeringen (is onderdeel herziening energiewet) J. Breng TenneT investeringen binnen project FID
Regulering	3. Hoge netwerktaarieven belemmeren flexibiliteit	C. Introductie van een kW _{flex} tariefcomponent D. Aanpassing tariefstructuur ter facilitering elektrificatie
	4. Risico toekomstige nettarieven	D. Bekostig infrastructuur niet enkel uit nettarieven voor afnemers E. Revolverend fonds TenneT investeringen F. Duidelijkheid over toekomstige nettarieven
Beleid	5. Onzekerheid in beleidsontwikkeling elektrificatie	Ontwikkel routekaart elektrificatie industrie met industriepartijen, met potentiële en doelstellingen
	6. Gas-to-power shift energiebelasting technisch ongunstig	Onderzoek mogelijkheden tot energiebelasting neutrale elektrificatie
	7. Indirecte kostencompensatie onzeker	Beleidsvoornemen stopzetting indirecte kosten regeling
	8. Afschaffing teruggaveregeling voor elektriciteit (energiebelasting)	Voortzetting van de meerjarenafspraken/convenanten (MEE en MJA3) en bijbehorende teruggaveregeling
	2. Beperkte ondersteuning (<2000 uur, excl. kosten onsite inpassing, mogelijk conflicteert met MSK)	C. Exploitatiesubsidie, net zoals nu bij waterstof wordt voorgesteld D. Uitbreiding SDE++, en i.h.b.: i. verruiming 2000 uur limiet, maar bijv. ook incl. onsite investeringen interne infra ii. combinatie PPA's, GvO's & telemetrie t.b.v. vollasturen SDE++ C. Tenderen t.b.v. elektrificatie i. maatwerktenders voor grote bedrijven ii. als alternatief instrument om technologie-specifieke CO ₂ -reductie te bewerkstelligen iii. voor elektrificatieprojecten, waarbij steeds enige volumes van vraag en aanbod in de markt worden gezet.

Een versnelling en verbetering van de huidige procedures biedt hier mogelijkheden tot verbetering, mogelijk aan de hand van het **wind op zee model voor de netten** in samenhang met de recent voorgenomen aanpak in het Programma Infrastructuur Duurzame Industrie (PIDI).

Regulering

Voor flexibele elektrificatie-opties wordt binnen de huidige SDE kaders slechts in beperkte rekening gehouden met de netkosten. Zoals eerder geschetst nemen de netkosten significant toe, naarmate een flexibele elektrificatie-optie minder wordt ingezet (zie ook paragraaf 2.3). Voor kostendekking binnen de SDE wordt uitgegaan van een op voorhand vastgesteld aantal draaiuren, terwijl netkosten per eenheid product sterk oplopen als het aantal prijs-gedreven draaiuren lager uitvalt. Dit element in de tariefstelling is opgezet als prikkelcomponent om aan te zetten tot vlakke afnameprofielen op de aansluiting, onafhankelijk van de overige netbelastingen. Het valt te verwachten dat flexibiliteitsbehoefte (ook voor de systeembalans) zal vragen om nuancering van deze prikkelcomponent bij voldoende ruimte op het net. Daarvoor biedt het de **kW_{flex}-component** en concrete route.

Ondersteuningsbeleid

De huidige SDE lijkt onvoldoende zicht te bieden voor industrie die in hoge mate willen elektrificeren. Ten eerste is er de beperkte rol die aan e-boilers lijkt toegedacht als flexibele elektrificatie-optie, aangezien de subsidiabele uren beperkt zijn tot minder dan 2000. Alternatief zou kunnen worden ingezet op gelijktijdige ontwikkeling van vraag en aanbod, i.e. ketenontwikkeling in overeenstemming met de formulering van de klimaatakkoord doelen (zie ook Bijlage A). Een mogelijke route voor een geloofwaardige koppeling tussen hernieuwbare elektriciteitsproductie en elektrificatie zou dan geboden kunnen worden door **administratieve koppeling** tussen productie en gebruik van hernieuwbare elektriciteit via een PPA in combinatie met GvO's en telemetrie.

Ten tweede kunnen investeringen in een industriële installatie in de complexe en heterogene context van de industriële procesoptimalisatie divers zijn en zijn ze veelal niet te vangen in enkelvoudige categorieomschrijvingen zoals die binnen de SDE regeling zijn vastgesteld voor bijvoorbeeld de e-boiler of de warmtepomp. Een instrument gericht op een bredere categorieomschrijving voor investeringen in industriële elektrificatie zoals bijvoorbeeld een **maatwerk tender** biedt hier mogelijk uitkomst.

3.2 Selectie van instrumenten

Het overzicht in de voorgaande paragraaf vormt de basis voor de selectie van oplossingsrichtingen die we hebben opgesteld voor verdere uitwerking. De oplossingsrichtingen adresseren zowel kosten en bijbehorende risico's, als de randvoorwaarden voor de businesscase.

Daarbij is gekozen voor een verdeling over de verschillende categorieën, zodat zoveel mogelijk belemmeringen worden geadresseerd, te weten:

- Dubbele contracts for difference
- Borging CO₂-vrij elektriciteitsaanbod en gebruik
- Wind op zee model voor de netten
- Een kW_{flex}-component op MS en HS
- Maatwerktender
- Administratieve koppeling via PPA in combinatie met GvO's en telemetrie

Deze instrumenten worden in het volgende hoofdstuk uitgewerkt.

4 Eerste orde beoordeling geselecteerde oplossingen

In dit hoofdstuk werken we de geselecteerde oplossingen verder uit. Voor elk van de instrumenten wordt eerst een schets van het instrument gepresenteerd. De detaillering van de schets verschilt van instrument tot instrument. Zo is in sommige gevallen het instrument al verregaand uitgewerkt in voorgaande analyse of kan in andere gevallen een schets worden opgesteld naar analogie met bestaande kaders. In overige gevallen beperken wij ons binnen de context van deze analyse tot een conceptuele schets op hoofdlijnen.

Op deze omschrijvingen volgt een eerste orde beoordeling van het instrument aan de hand van de criteria effectiviteit, efficiëntie, rechtvaardigheid en uitvoerbaarheid. In een overzichtje bij elk beoordeeld instrument wordt een indicatie (++/+/0/-/-) gegeven van verbetering of verslechtering ten opzichte van de huidige situatie. Om de consistentie in de beoordeling van uiteenlopende instrumenten te waarborgen wordt hieronder nader toegelicht hoe deze criteria gebruikt worden.

Effectiviteit

Dit wordt opgevat als de mate waarin een instrument bij kan gaan dragen aan industriële elektrificatie. De beoordeling is vooralsnog kwalitatief en berust op expertinschattingen en signalen van respondenten. Er is geen kwantitatieve analyse uitgevoerd met maatvoering en effectberekening van het instrument.

Bij de beoordeling van de effectiviteit wordt aangegeven welke belemmering het instrument effectief kan opheffen. Dat betekent niet automatisch dat bij de toepassing ervan meer elektrificatie gaat plaatsvinden. Voor effectiviteit is de context belangrijk, een instrument is pas effectief als aan allerlei randvoorwaarden is voldaan en andere belemmeringen zijn opgeheven. Dit wordt in het laatste (synthese) hoofdstuk nader uitgewerkt. Voor die context is ook het klimaatakkoord belangrijk. Daarin spelen onder andere de ambities op de termijn van 2030 een rol. Ook de mate waarin een instrument past in het klimaatakkoord of eventueel aanpassing van het klimaatakkoord vereist speelt hierbij een rol.

Efficiëntie

Met efficiëntie wordt bedoeld op het realiseren van elektrificatie tegen zo laag mogelijke kosten. Binnen deze analyse beperken we ons tot een kwalitatieve relatieve inschatting, waarbij in de beoordeling zo nodig onderscheid wordt gemaakt tussen nationale kosten, kosten voor de overheid en kosten voor de doelgroepen. De nationale kosten zijn leidend. De efficiëntie van elektrificatie ten opzichte van andere emissiereductietechnieken wordt hier niet nader uitgewerkt omdat de vraagstelling specifiek elektrificatie betreft. De uitvoeringskosten worden hier niet meegewogen, maar bij het criterium uitvoerbaarheid.

Rechtvaardigheid

Slechts enkele aspecten van rechtvaardigheid komen in deze beoordeling specifiek aan de orde. De gelijke behandeling van doelgroepen is het belangrijkste aspect. Voor de industrie kan dat een rechtvaardige verdeling van kosten, verplichtingen, mogelijkheden en risico's betreffen. Bovendien kan dat op verschillende schaalniveaus worden beschouwd: de industrie ten opzichte van andere sectoren;

en ongelijkheden tussen industrieën, zoals technische mogelijkheden, of toegankelijkheid tot infrastructuur of tot subsidieregelingen.

Uitvoerbaarheid

Ook uitvoerbaarheid kent veel aspecten die mee kunnen wegen in de beoordeling. De uitvoeringskosten van een instrument zijn een belangrijk aspect van uitvoerbaarheid. Er wordt een kwalitatieve expertinschatting gemaakt van die kosten op basis van de noodzakelijke uitvoeringsactiviteiten. Daaronder vallen onderzoek en advies, toetsing aan voorwaarden, monitoring en verantwoording, apparatuur, controle, bezwaarprocedures, handhaving. Bij uitvoerbaarheid wordt niet beoordeeld of een instrument succesvol kan worden ingevoerd. Politiek of maatschappelijk draagvlak wordt niet meegewogen. Wettelijke belemmeringen komen hierbij ook aan de orde, waaronder mededinging, of de noodzaak tot aanpassing van procedures, regulering of marktinzichting.

4.1 Dubbele contracts for difference

4.1.1 Inleiding

Industriële elektrificatie brengt prijsrisico's met zich mee vanwege de onzekerheid van prijsniveaus op termijn van 2030 in een sector die grote veranderingen doormaakt. Bovendien is er ook op korte termijn een relatief hoge volatiliteit van elektriciteitsprijzen. In elektriciteitsmarkten zijn verschillende financiële instrumenten ontwikkeld om dit prijsrisico te beheersen.

Een voorbeeld van een contract waarmee deze prijsrisico's voor een marktpartij kunnen worden afgedekt is het contract for difference (CFD). Daarin garandeert de schrijver een vaste prijs voor elektriciteit aan een wederpartij, door overeen te komen dat het verschil tussen deze vaste prijs (de zgn. uitoefenprijs) en de marktprijs (de zgn. referentieprijs) aan de wederpartij wordt vergoed voor de duur van het contract.⁷ In perioden dat de referentieprijs onder de uitoefenprijs ligt, betaalt de schrijver het verschil aan de wederpartij. In perioden dat de referentieprijs boven de uitoefenprijs ligt, betaalt de wederpartij het verschil aan de schrijver van het contract. Vanwege de wederkerigheid wordt dit ook wel een tweezijdige CFD genoemd: bij eenzijdige CFD's wordt enkel het positieve of juist het negatieve verschil betaald.

Het CFD vormt dus een instrument om een exploitatierisico af te dekken, en kan ook worden ingezet om exploitatiesubsidies te instrumenteren. In de praktijk wordt het CFD bijvoorbeeld ingezet voor ondersteuning van koolstofarme opwekking in het Verenigd Koninkrijk, en ook het SDE-mechanisme voor opwekking kan beschouwd worden als een CFD. Zie voor verdere toelichting ook Bijlage B.⁸

⁷ In financiële markten wordt ook gebruik gemaakt van dergelijke derivaten, al gaat het in dat geval veelal om het verschil tussen de referentieprijs (i.e. de marktprijs van het onderliggende product) bij aankoop en bij uitoefening van het contract.

⁸ Het huidige SDE mechanisme biedt in principe alle elementen voor contractstructurering die vergelijkbaar is met dit concept, zij het dat in het kader van het SDE mechanisme de referentieprijs wordt vastgesteld op jaarbasis (i.e. de jaargemiddelde spotprijs voor elektriciteit). Verder heeft men er voor gekozen om de elektriciteitsprijrisico's voor de elektrificatie-opties in de SDE++ voor 2021 niet via de SDE beschikking af te dekken (electriciteitskosten zijn opgenomen in de basisprijs, en niet in het correctiebedrag).

4.1.2 *Concept van dubbele contracts for differences*

Indien de overheid een CFD mechanisme inzet voor stimulering van hernieuwbare opwek van elektriciteit en tegelijkertijd een CFD mechanisme inzet voor stimulering van elektrificatie met hernieuwbare elektriciteit kunnen de elektriciteitsprijrisico's voor beide partijen worden weggenomen. Daarmee stabiliseert de overheid ook haar subsidie uitgaven. Als de elektriciteitsprijs daalt, gaat er minder subsidie naar het elektrificatieproject en meer subsidie naar het hernieuwbare energie project en vice versa. De netto subsidieverstrekking komt dan neer op het verschil tussen de uitoefenprijs van beide CFD's.

Voordeel voor de industrie is dat de elektriciteitsprijrisico's worden weggenomen, waar deze risico's in de huidige SDE++ voor elektrificatie-opties nog resteren. Voordeel voor de subsidieverstrekker is dat het risico op budgetoverschrijdingen t.g.v. elektriciteitsprijrisico's wordt beperkt en de subsidiekosten worden gestabiliseerd op basis van de dekking vanuit overwinsten uit wind.

De dubbele CFD zou vorm kunnen worden gegeven in ofwel een gecombineerde aanvraag voor opwek en elektrificatie (koppeling op projectniveau), ofwel door gunning van evenwichtige volumes van CFD-gebaseerde beschikkingen voor zowel opwek als elektrificatie (koppeling op het niveau van de subsidieportefeuille).

Een dubbele CFD kan alle elektriciteitsprijrisico's voor beide partijen en overheid echter niet zonder meer wegnemen. De elektriciteitsprijrisico's zouden via dit instrument alleen geheel wegvallen als beide marktpartijen eenzelfde volumeprofiel hebben en dus nauwe koppeling op projectniveau vereisen. Dat zal in de praktijk stuiten op het bezwaar dat efficiënte (marktconforme) inzet verschillende inzetpatronen zal vergen. Bij koppeling op portefeuilleniveau zullen er in de praktijk gewoonlijk nog risico's resteren voor de subsidieverstrekker, al zal de gedeeltelijke symmetrie de budgetrisico's en -stabiliteit nog altijd ten goede komen. In dat geval zal een deel van de uitgaven aan de ene kant gedekt worden door de vermindering van uitgaven aan de andere kant. Eventueel kan bovendien gekozen worden voor een premie constructie zoals die nu in de SDE voor windenergie van toepassing is.

Verder kan het concept niet alle prijrisico's voor beide partijen geheel wegnemen; voor de elektrificerende ondernemer liggen er ook prijrisico's in de vermeden operationele kosten van het conventionele alternatief, zoals inzet van aardgas in een boiler of WKK installatie. Dat vraagt om aanvullende dekkingselementen, zoals die nu overigens al zijn opgenomen in de SDE++ voor elektrificatie-opties.

Samenvattend lijken met name dubbele CFD met koppeling op portefeuilleniveau als aanvullende elementen in de SDE++ met handhaving van dekking van vermeden kosten van het conventionele alternatief voor de elektrificatie-opties goede kansen te bieden voor verbetering van de dekking van de elektriciteitsprijrisico's voor ondernemers en beperking van risico's voor de subsidieverstrekker.

4.1.3 *Beoordeling van het concept van dubbele contracts for differences*

Welke belemmering wordt aangepakt?

Het concept van de toepassing van dubbele CFD's in gecombineerde tenders voor vraag en aanbod van hernieuwbare elektriciteit adresseert een aantal knelpunten in elektrificatie. De prijsrisico's in de elektriciteitsmarkt worden afgedekt voor zowel de vrager als de aanbieder. Daarnaast wordt met de voorgestelde koppeling in feite ook een borging van gelijkmatige ontwikkeling van nieuwe vraag en aanbod ingevoerd, zodat de beschikbaarheid van hernieuwbare elektriciteit voor industriële elektrificatie zou verbeteren.

Randvoorwaarden

Dit concept vraagt in geval van koppeling op projectniveau nadere uitwerking van methoden om productie- en afnameprofiel en volume op elkaar af te stemmen en te monitoren. Bij koppeling op portefeuilleniveau vraagt het om volumetrische afstemming van de beschikkingen voor hernieuwbare elektriciteitsproductie en elektrificatie-opties.

Toetsing op Criteria

Effectiviteit

Dubbele CFD's kunnen elektriciteitsprijsrisico's voor marktpartijen aanzienlijk beperken. In vergelijking tot de huidige SDE++ opzet, zal dat met name de elektriciteitsprijsrisico's voor elektrificatieprojecten aanzienlijk terugdringen.

Efficiëntie

Aangezien een tendermechanisme kan worden gebruikt is de efficiëntie van dit instrument vergelijkbaar met de efficiëntie van het bestaande SDE mechanisme. Bij de juiste balans tussen beschikkingen voor hernieuwbare elektriciteit en elektrificatie op portefeuille niveau zullen de meerkosten uitmiddelen. Omdat tegengestelde risico's gedekt kunnen worden zal dit vanuit nationale optiek leiden tot hogere efficiëntie.

Rechtvaardigheid

Voor wat betreft rechtvaardigheid lijkt dit concept vergelijkbaar met de bestaande SDE regeling in termen van toegankelijkheid. Als op projectniveau een combinatie wordt gevraagd tussen opwekking en elektrificatie zijn grotere marktpartijen mogelijk in het voordeel.

Uitvoerbaarheid

Dit instrument kan uitgewerkt worden in de vorm van het bestaande SDE mechanisme voor de elektrificatie-opties, bijvoorbeeld door (eventueel geplafonneerde) elektriciteitsprijzen voor elektrificatie-opties onder te brengen in een correctiebedrag. Koppeling tussen vraag en aanbod op projectniveau zal in de praktijk moeilijk gerealiseerd kunnen worden en ten koste gaan van efficiënte inzet, terwijl het op portefeuilleniveau bij benadering goed gerealiseerd kan worden.

Toepassing van dit instrument vraagt wel om aanpassing van Nederlandse wetgeving. De SDE is een subsidie en valt onder de Nederlandse kaderwet EZ-subsidies. deze wet voorziet niet in het betalen van de subsidieontvanger aan de subsidieverstrekker, zoals dat bijvoorbeeld zou kunnen resulteren voor elektriciteitsproductie uit wind in geval de elektriciteitsprijzen hoog liggen. De

Europese wettelijke kaders staan hierbij niet in de weg, getuige het feit dat het instrument in Britse context al jaren wordt toegepast.

Tabel 3. Beoordeling van dubbele contracts for difference

Criteria		Beoordeling
Effectiviteit	Beperking huidige elektriciteitsprijsrisico's	+
Efficiëntie	Vergelijkbaar met huidige SDE mechanisme	0
Rechtvaardigheid	Vergelijkbaar met huidige SDE mechanisme	0
Uitvoerbaarheid	Vergelijkbaar met huidige SDE mechanisme	0

Verdere onderzoeksvragen

- In hoeverre verbeterd dit instrument de businesscase?
- Hoe kan concreet invulling worden gegeven aan deze route, via inpassing binnen de huidige kaders van de SDE++?
- Wat zijn de gevolgen voor het subsidiebudget?

4.2 Borging CO₂-vrij elektriciteitsaanbod en gebruik

4.2.1 Inleiding

Een minder uitgewerkt concept betreft een borgingsmechanisme voor CO₂-vrije stroom als de vraag naar CO₂-vrije stroom stijgt. Het gaat hier om een borgingsmechanisme op het niveau van de landelijke subsidieportefeuille en niet op projectniveau: voor elke TWh extra vraag naar hernieuwbare elektriciteit komt een TWh extra duurzaam aanbod. Binnen de SDE zou gekozen kunnen worden voor subsidie-beschikkingen ter omvang van de beoogde hoeveelheden (beschotting) van vraag en aanbod. Daarmee wordt nog niet gegarandeerd dat er hernieuwbare elektriciteit wordt aangekocht voor de elektrificatieprojecten, maar het geeft wel sturing zodat nieuwe industriële elektrificatie-opties schalen met nieuwe hernieuwbare elektriciteitsproductie (wat overigens niet per definitie ook de gewenste realisaties levert).

4.2.2 Voorstel voor een concept van borging

Dit mechanisme is bedoeld om aansluiting te realiseren tussen hernieuwbare opwekking en industriële vraag naar hernieuwbare elektriciteit. Daarmee wordt ook gewaarborgd dat de hernieuwbare elektriciteit beschikbaar is voor de elektrificerende industrie. Dit kan in lichte vorm worden bewerkstelligd door SDE subsidie specifiek te alloceren voor een vastgestelde hoeveelheid elektrificatie en voor een even grote hoeveelheid hernieuwbare opwekking in termen van volume. In die zin is dit instrument vergelijkbaar met koppeling van vraag en aanbod op portefeuilleniveau zoals besproken in paragraaf 4.1. Zo wordt geborgd dat industriële elektrificatie in tijd globaal (i.e. op jaarbasis) schaal met de ontwikkeling van hernieuwbare elektriciteitsproductie, maar niet dat de hernieuwbare elektriciteit ook beschikbaar is voor de industriële elektrificatie en daarvoor wordt ingezet.

Dit kan eventueel wel worden bereikt met een zwaardere vorm van koppeling, met een aanvullend stelsel van verplichtingen verbonden aan de SDE-beschikkingen: een verplichting voor producenten dat een hoeveelheid extra productie ter grootte van het elektrificatievolume aan de industrie wordt geleverd en een verplichting

voor de industrie dat die hoeveelheid ook af wordt genomen. Dit vereist wel nadere afspraken met de industrie en/of aanvullende wetgeving, maar bovendien ook onderzoek naar de technische mogelijkheden. Ook is beschikbaarheid van transportcapaciteit een randvoorwaarde voor deze oplossingsrichting. Met een dergelijke verplichtingenstelsel wordt zowel aan de aanbod- als vraagkant een deel van de markt afgezonderd. De industrie kan op deze markt CO₂-vrije elektriciteit kopen, zodat er geen indirecte uitstoot door elektrificatie optreedt. De verplichting kan wel leiden tot aangepaste biedingen.

4.2.3 *Beoordeling van concept van borging CO₂-vrije stroom aanbod*

Welke belemmering wordt aangepakt?

Dit concept leidt tot borging van een volume CO₂-vrije stroom aanbod in samenhang met industriële elektrificatie op basis van hernieuwbare elektriciteit. De huidige beperking van subsidiabele uren voor de flexibele opties in de SDE++ beoogt impliciet eenzelfde borging, maar beïnvloedt de businesscase negatief. Via het voorgestelde concept van borging kan dit mogelijk worden vermeden. Bovendien lost het de onzekerheid op over de beschikbaarheid van voldoende vraag en aanbod.

Randvoorwaarden

Beschotting in het bestaande SDE mechanisme kan binnen de huidige kaders worden toegepast. Om aanvullend een elektrificatievolume via een verplichting te realiseren is wetgeving nodig om de systemen van verplichtingen en sancties op te zetten.

Toetsing op Criteria

Effectiviteit

Met beschotting van ondersteuning voor vraag en aanbod van hernieuwbare elektriciteit wordt schaling van aanbod en vraag gewaarborgd en in die zin wordt een belemmering van gebrekkige beschikbaarheid van hernieuwbare elektriciteit voor industriële elektrificatie weggenomen. Deze beschikbaarheid wordt concreter bij invoering van een aanvullend verplichtingenstelsel.

Efficiëntie

Afschotting van een aparte Nederlandse markt voor industriële elektrificatie en instandhouding van een tendermechanisme geeft waarborgen dat de extra elektrificatie efficiënt wordt gerealiseerd. Daarmee kan wel verlies van efficiëntie optreden vergelijken met de huidige opzet. Op lange termijn zijn er mogelijk ook voordelen, omdat een groter volume aan elektrificatie, dat aanvankelijk duurder is dan andere reductieopties, op termijn tot kostendaling kan leiden.

Als een aparte markt gecreëerd voor industriële elektrificatie op basis van hernieuwbare elektriciteit gaat dit ten koste van marktefficiëntie. Dit verlies van efficiëntie hangt af van de maatvoering van het instrument.

In beide gevallen vraagt dit mechanisme ook de reservering van een specifieke volume voor andere sectordoelen in het Klimaatakkoord. In het Klimaatakkoord wordt dit nu wel in algemene zin wordt verwoord, maar niet concreet gemaakt.

Rechtvaardigheid

In geval van de lichte vorm van borging via beschotting van vraag en aanbod binnen de SDE++ zou de recentelijk ingevoerde rangorde op basis van de CO₂-emissiereductie losgelaten worden. Alhoewel deze ordening ogenschijnlijk een rechtvaardige uniforme beoordelingsbasis vormt ten dienste van efficiënte emissiereductie, valt er het nodige af te dingen op de mate waarin het recht doet aan de wederzijdse afhankelijkheid van vraag en aanbod en het doelbereik in andere sectoren dan elektriciteitsproductie.

In geval van een aanvullend verplichtingenstelsel kan de vraag gesteld worden of de impliciete marktbescherming niet interfereert met keuzevrijheid. Een aanvullende verplichting tot elektrificatie voor de industrie impliceert bovendien een ongelijke behandeling in de toegang tot hernieuwbare elektriciteit. Er wordt in deze aanpak ook geen rekening gehouden met bedrijven die niet in staat zijn om (op tijd) te elektrificeren.

Uitvoerbaarheid

Afschotting in de SDE is op zichzelf relatief goed uitvoerbaar. Zwaardere koppeling via verplichtingen vergt extra monitoring aan de aanbodkant en aan de vraagkant, zowel bij de aankoop van elektriciteit als de fysieke realisatie van elektrificatieprojecten. De vaststelling van percentages, quota, handelsperiodes, koppeling aan de SDE++ en een uitzonderingsregime vereist nadere studie en een onderhandelingsproces.

Tabel 4. Overzicht van de beoordeling borging CO₂-vrije stroom aanbod via beschotting

Criteria		Beoordeling
Effectiviteit	Beschotting levert sturing op vraag en aanbod	+
Efficiëntie	Vergelijkbaar met bestaande kader	-
Rechtvaardigheid	Vergelijkbaar met bestaande kader	0
Uitvoerbaarheid	Inpasbaar in bestaande kader	0

Verdere onderzoeksvragen

- Op welke wijze kan concrete invulling met de juiste maatvoering worden gegeven voor sturing op vraag en aanbod door beschotting?
- Wat zijn de gevolgen voor de inrichting van SDE++ via deze route voor doelbereik?

4.3 Wind op zee model voor de netten*4.3.1 Inleiding*

In het Energieakkoord werd afgesproken dat het kabinet zorg zou dragen voor een robuust wettelijk kader om de opschaling van windenergie op zee mogelijk te maken (zie ook (SER, 2013)).⁹ Het bestaande wettelijk kader zou onvoldoende bevorderlijk zijn voor realisatie van het afgesproken kostenreductie pad en snelle realisatie van windparken op zee. Voor de ontwikkeling van dat kader werd als startpunt een serie belemmeringen voor kosten efficiënte en voorspoedige uitrol

⁹ SER (2013), Energieakkoord voor Duurzame groei, september.

van wind op zee in kaart gebracht en een samenhangend pakket aan wettelijke maatregelen opgesteld om deze belemmeringen weg te nemen (zie het wetsvoorstel voor de Wet windenergie op zee).¹⁰ De wet gaat uit van een planmatige aanpak om de samenhang tussen optimaal ruimtegebruik op zee en land, de ontwikkeling van het elektriciteitsnetwerk en de ontwikkeling van een windpark te borgen. Overigens was ook wederkerigheid onderdeel van het WOZ model: risico's voor de windsector werden gereduceerd, maar er werden ook afspraken gemaakt over realisatie en kostenreductie.

Voor een voortvarende versterking van de elektriciteitsinfrastructuur op land wordt wel een vergelijking gemaakt met de succesvolle aanpak voor wind op zee, het "wind op zee-model." Het concept van het wind op zee model kan worden benut om de onzekerheden rond de beschikbaarheid van transportcapaciteit en de doorlooptijd van netuitbreidingen aan te pakken. Alhoewel niet alle elementen even relevant zijn voor netuitbreiding ten behoeve van industriële elektrificatie, kunnen diverse elementen hiervan wel worden benut.

4.3.2 *Concept wind op zee model voor de netten*

De belangrijkste elementen van het concept, vertaald naar een aanpak voor industriële afnemers op land, zijn:

- Gebiedsgerichte benadering met aanwijzing van industriële locaties waar zware elektrificatie mogelijk moet worden. Aanwijzing van beoogde realisatiegebieden voor industriële elektrificatie, bijvoorbeeld de industriële clusters, door de nationale overheid op basis van een afwegingskader waarbij systeemefficiëntie één van de overwegingen is.¹¹ Inventarisatie van het technische en economische potentieel van industriële elektrificatie kan plaatsvinden op basis van de clusterplannen. Deze moeten een concreet overzicht bieden van industriële investeringen plus de benodigde energie- en grondstoffeninfra voor tenminste 10 jaar;
- Gecoördineerde aansluiting op het elektriciteitsnet door TenneT en de regionale netbeheerders. Hierbij kan gedacht worden aan het stimuleren van bundeling van aanvragen zodat grote aansluitingen kunnen worden aangelegd en schaalvoordelen worden behaald.
- Beperking van doorlooptijd van vergunningen door toepassing van het projectbesluit (voorheen: Rijkscoördinatieregeling).
- Eventueel koppeling vergunningverlening en aanleg infrastructuur aan toekenning van SDE++ subsidies voor elektrificatie. Winnende aanbieders krijgen niet alleen subsidie maar ook de benodigde vergunningen voor realisatie van het elektrificatieproject.

Merk op dat deze elementen goed aansluiten bij de lopende trajecten rond coördinatie van infrastructuurontwikkeling voor de industriële clusters, zoals de Cluster Energie Strategie (CES) en het recent aangekondigde Nationaal Programma Infrastructuur Duurzame Industrie (PIDI).

¹⁰ Wetsvoorstel Windenergie op Zee, Memorie van Toelichting, Kamerstukken II 2014/15, 34 058, nr. 3. In 2015 is de wet in werking getreden. In bijlage D zijn de meest relevante punten van de wet samengevat.

¹¹ Zie EZK (2020), Kabinetsreactie op het advies van de Taskforce Infrastructuur Klimaatakkoord Industrie (TIKI).

4.3.3 *Beoordeling wind op zee model voor de netten*

Welke belemmering wordt aangepakt?

Dit instrument genereert meer zekerheid voor projectontwikkelaars van grotere elektrificatieprojecten over de beschikbaarheid van voldoende transportcapaciteit en tijdige realisatie daarvan. Daarnaast verbetert de planbaarheid en kunnen er schaalvoordelen worden behaald door de netbeheerders, zodat bijbehorende kosten voor netontwikkeling kunnen dalen. Daarmee wordt snellere realisatie van de energietransitie tegen lagere maatschappelijke kosten mogelijk.

Randvoorwaarden

De toepassing van dit concept vergt een planmatige aanpak met integrale landelijke kaders voor planning van de ontwikkeling van industriële elektrificatie, inclusief de geraamde omvang en bijbehorende transportcapaciteit. Analoog aan de doorlooptijd van de Wet Windenergie op Zee zou een periode van 2 jaar moeten volstaan om het concept in wetgeving om te zetten. Uit het oogpunt van wederkerigheid kan van de industrie worden verwacht dat zij tijdig investeringen doet en zich contractueel committeert aan gebruik van infrastructuur bij TenneT (of regionale netbeheerders indien van toepassing).

Toetsing op criteria

Effectiviteit

Bij wind op zee heeft toepassing van het concept geleid tot beperking van onzekerheden en snellere realisatie van netten op zee. Op vergelijkbare wijze kan het concept bijdragen aan beperking van onzekerheden en snellere realisatie van netten op land voor industriële afnemers door de hierboven beschreven gebiedsgerichte benadering, gecoördineerde aansluiting op het elektriciteitsnet en beperking van doorlooptijd van vergunningen. Daarmee verkrijgen industriële afnemers betere toegang tot hernieuwbare elektriciteit.

Er zijn twee verschillen met het wind op zee model voor de netten die gevolgen kunnen hebben voor de effectiviteit van het concept. Allereerst zullen elektrificatieprojecten vooral worden overwogen bij natuurlijke momenten voor industriële investeringen zoals onderhoudsperioden en het einde van de economische levensduur van installaties. Verder zal de ruimtelijke inpassing van infrastructuur complexer zijn in verband met bestaande ruimtelijke ordening van gebieden op land. Deze zaken maken het concept mogelijk minder effectief dan bij wind op zee, maar het is nog steeds een belangrijke verbetering ten opzichte van de huidige situatie.

Efficiëntie

Efficiëntievoordelen kunnen worden behaald door stroomlijning van procedures en betere planbaarheid door afstemming van de netontwikkeling en projectontwikkeling van industriële elektrificatie voor bijvoorbeeld regio's met veel industrie, zoals de industriële clusters. Daarmee wordt wel prioritering voor deze regio's geïntroduceerd, die mogelijk niet de meest kosten efficiënte technische potentieel voor industriële elektrificatie herbergen. Gegeven dat er vaak sprake is van bestaande industrieën ('brownfield' situatie) die al een locatie hebben gekozen zijn de voordelen van betere afstemming van industriële elektrificatie en netontwikkeling kleiner dan bij nieuwe industriële afnemers die nog gestimuleerd kunnen worden om locaties te kiezen die de systeemefficiëntie op nationaal niveau beter borgen

('greenfield' situatie). Ervan uitgaande van de veronderstelling dat de regeling wordt ingezet in de industriële clusters en dat de clusters veel technisch potentieel omvatten zal de efficiëntie overall verbeteren.

Rechtvaardigheid

Vergeleken met de huidige situatie, waarin behandeling van aanvragen voor aansluitingen op volgorde van binnenkomst worden behandeld, zal het model kunnen leiden tot prioritering van nieuwe transportcapaciteit voor industriële elektrificatie in grotere hoeveelheden. Dat komt dus neer op prioritering van transportcapaciteit voor gebieden, bijvoorbeeld de industriële clusters, en de daar gevestigde industrie. Dit kan als onrechtvaardig worden beschouwd door aangeslotenen die langer moeten wachten op hun aansluiting. Tegelijkertijd is duidelijkheid van groot belang om voor alle afnemers gezamenlijk realisatietermijnen te kunnen verkorten en tempo te kunnen maken om doelstellingen voor gebruik van hernieuwbare elektriciteit te halen. Daarnaast is prioritering vooral een politieke afweging. Wat betreft inzet van de het projectbesluit is het belangrijk dat er voldoende draagvlak is voor toepassing hiervan. Het voornemen van het Ministerie van Economische Zaken en Klimaat is om in de nieuwe Energiewet rond aanleg of uitbreiding van productie-installaties en infrastructuur een grotere bevoegdheid bij provincie en gemeente te leggen en de rol van het Rijk te beperken.¹² Dit komt naar verwachting het draagvlak voor toepassing van de Rijkscoördinatieregeling ten goede.

Uitvoerbaarheid

De aanwijzing van gebieden waar zware elektrificatie kan plaatsvinden, naast de bestaande gebieden voor clusters, en de omvang daarvan is een gecompliceerde afweging voor de overheid. Dit moet in samenhang plaatsvinden met technologiekeuzes op bedrijfsniveau en overheidskeuzes voor andere infrastructuur. Dat kan de beoogde snelheidswinst in besluitvorming verminderen. Het ministerie van Economische Zaken en Klimaat kan het concept faciliteren door ruimte te geven aan industriële energy hubs in het kader van het Programma Energie Hoofdstructuur (PEH).

Ook sluit het concept aan bij het Meerjarenprogramma Infrastructuur Energie en Klimaat (MIEK) waarin coördinatie tussen plannen van industriële clusters (in de vorm van zes cluster energie strategieën, kortweg CES-en) en investeringsplannen van netbeheerders wordt nagestreefd. De bijbehorende maatregelen kunnen administratieve lasten voor netbeheerders beperken door betere planbaarheid en voor projectontwikkelaars van hernieuwbare elektriciteitsproductie en industriële elektrificatie door een soepel aansluitproces. Belangrijkste pijnpunt in de uitvoerbaarheid van het concept lijkt de ruimtelijke ordening. Mogelijkheden om industriële vraag te bundelen en beter planbaar te maken kunnen in Nederland sterk beperkt worden door conflicterende ruimtelijke claims, vanwege onder meer leefbaarheid, externe veiligheid en milieuaspecten. Het valt dan ook nog te bezien of de overheid en netbeheerders de beoogde versnelde procedures in de praktijk kunnen waarmaken.

¹² Ministerie van Economische Zaken en Klimaat (2020), Contouren van de Energiewet (algemene toelichting), 17 juli. Merk op dat tegelijkertijd de mogelijkheid van interventie van provincie en Rijk is voorzien bij stagnerende ruimtelijke inpassing.

Tabel 5. Overzicht van de beoordeling van het wind op zee model voor de netten

Criteria		Beoordeling
Effectiviteit	Snellere realisatie van netinfra voor de industrie, daardoor is snellere realisatie van duurzaamheidsdoelstellingen mogelijk	+
Efficiëntie	Schaalvoordelen door planmatige aanpak, dus kostenefficiënt. Voordelen voor bestaande industrieën kunnen beperkter zijn	+
Rechtvaardigheid	Prioritering van industriële clusters kan als onrechtvaardig worden gezien door andere sectoren	-
Uitvoerbaarheid	Het raamwerk sluit aan bij lopende initiatieven PEH, PIDI en geschetste behoefte in CES-en, maar concurrentie om ruimte wordt issue	0

Verdere onderzoeksvragen

- Wat zijn de gevolgen van verschillen in brownfield condities voor de realisatie van deze aanpak?
- In hoeverre kunnen onzekerheden met betrekking tot realisatie van transportbehoefte worden beperkt bij vroegtijdige inzet op infrastructuur ontwikkeling?

4.4 Introductie van een kW_{flex} -component op MS en HS

4.4.1 Inleiding

In de huidige tarievenstructuur is voor gebruikers op het hoog- en middenspanningsnet een tweetal tariefdragers van toepassing voor het in rekening brengen van het zogenaamde transport-afhankelijk verbruikerstransport-tarief. Deze tariefdragers zijn het jaarlijkse gecontracteerde transportvermogen (kortweg $kW_{contract}$) en het maandelijks gemeten maximale transportvermogen (kortweg kW_{max}). De $kW_{contract}$ -waarde wordt voor een heel jaar vastgesteld op basis van de opgave van de gebruiker en/of de maximaal in een jaar gebruikte capaciteit in kW. Als een gebruiker op enig moment in het jaar de opgegeven $kW_{contract}$ -waarde overschrijdt, dan wordt het gecontracteerde transportvermogen aangepast conform deze overschrijding met ingang van de kalendermaand van optreden voor de duur van ten minste een jaar.¹³ De kW_{max} waarde wordt maandelijks vastgesteld op basis van meting (i.e. op basis van telemetrie). In geval van middenspanning is er nog een derde tariefdrager van toepassing, te weten het afgenomen volume (kWh). De systematiek van de huidige tarievenstructuur houdt geen rekening met eventueel beschikbare ruimte op het net bij ongelijktijdige of incidentele piekafname. Deze observatie ligt ten grondslag aan het concept van een kW_{flex} -tariefcomponent.

Deze systematiek werpt met name een belemmering op voor elektrificatie met flexibel karakter, die inspeelt op de variabele productie van wind- en zonne-

¹³ Om precies te zijn wordt dergelijke aanpassing voor onbepaalde tijd van kracht. De afnemer kan nadien een verzoek om verlaging van het gecontracteerde transportvermogen indienen, maar aanpassing kan niet eerder ingaan dan twaalf maanden na de laatst opgetreden aanpassing naar boven (zie ook Netcode artikel 3.7.11, lid a en b).

energie. In een hybride opzet van een e-boiler met een gasboiler bijvoorbeeld, is inzet van de e-boiler aantrekkelijk als de elektriciteitsprijzen onder de gasprijzen liggen. Dan brengt het transportafhankelijk verbruikerstransport-tarief echter netkosten van vergelijkbare orde grootte als de leveringskosten (CE Delft, 2015). In genoemde analyse bleek daarmee de businesscase voor de e-boiler negatief uit te pakken.

4.4.2 *Concept voor een kW_{flex} tariefdrager op midden- tot hoogspanning*

Oplossingsrichtingen voor deze belemmering zijn in verschillende bijdragen benoemd (CE Delft, 2016), (Berenschot, 2016) en al concreter uitgewerkt (OTE, 2018). Het concept van kW_{flex} is een tariefdrager die bovenop de $kW_{contract}$ van toepassing is; naast het bestaande contract wordt een aanvullend flexibiliteitscontract afgesloten voor afnamevermogens boven de $kW_{contract}$ waarde op momenten dat de ruimte op het net dat toelaat. Hiertoe wordt, als een soort 'stoplicht', een signaal afgegeven door de netbeheerder op momenten dat er voldoende ruimte is.

De kW_{flex} -tarieven liggen lager dan de tarieven voor de normale transportdienst en zijn van toepassing op momenten dat het net nog voldoende capaciteit biedt voor aanvullende elektriciteitsafname boven de $kW_{contract}$ -waarde. Dit wordt alleen toegestaan als er ruimte in het net is. Zo wordt vermeden dat netverzwaring nodig is en in feite beschikbare netcapaciteit efficiënter ingezet. Aangezien er aan de gangbare contractering niets verandert, zullen de netinkomsten toenemen met deze nieuwe tariefdrager. Daar staat tegenover dat de netbeheerder kosten maakt voor de signalering. Voor de afnemer levert het een significante kostenreductie voor sporadische inzet van flexibel vermogen. Het concept wordt sinds 2019 toegepast in het Smart Grid Westland project van Westland Netbeheer (zie ook bijlage C).

4.4.3 *Beoordeling kW_{flex} tariefdrager op midden- tot hoogspanning*

Welke belemmering wordt aangepakt?

Dit instrument is er op gericht niet-noodzakelijke kostenbelemmering ten gevolge van nettarieven voor flexibele elektrificatie-opties weg te nemen. Tevens draagt het instrument bij aan het stimuleren van de introductie van flexibele elektrificatie opties op hogere netvlakken.

Toetsing op Criteria

Effectiviteit

Het instrument neemt onnodige incentive kosten voor flexibele elektrificatie-opties weg in situaties met lage vraag en hoog aanbod van hernieuwbare elektriciteit. Of dit zal volstaan om de introductie van flexibele elektrificatie opties op hogere netvlakken te stimuleren zal in de praktijk moeten blijken. Het zal naar verwachting echter om een beperkt volume gaan.

Efficiëntie

Het instrument biedt verbeterde nettoegang voor flexibele elektrificatie-opties zonder verdere netverzwaring, maar door gebruik te maken van nog beschikbare ruimte op het net.

Rechtvaardigheid

Rechtvaardigheid van dit instrument kan mede worden beoordeeld op basis van de herverdeling van de netkosten die het met zich meebrengt. Gegeven het feit dat de bestaande kostenstructuren overeind blijven, en de meerkosten kunnen worden gedekt vanuit de nieuwe tariefdrager zijn er in dat kader geen bezwaren. Indien inpasbaar wordt er ruimte op het net aangeboden die in de huidige situatie in onbruik blijft. Verder wordt beschikbaarheid van transportcapaciteit geborgd door voorrang voor gangbare transportdiensten.

Uitvoerbaarheid

Op basis van de eerste ervaringen in het SGW project lijkt de uitvoerbaarheid op het eerste gezicht goed, al is het project nog niet afgerond. Dat experiment is binnen enkele maanden na de ontheffingsbesluit van ACM van start gegaan zonder verdere operationele problemen. De kosten zullen m.n. betrekking hebben op de ontwikkeling van de stoplichtsignalering. Volgens de huidige inzichten zal het m.n. gaan om beperkte (operationele) meerkosten, waarvan de kosten worden gedekt met de nieuwe tariefcomponent. Of dit ook geldt voor andere netbeheerders en de context van industriële clusters is vooralsnog echter onzeker.

Tabel 6. Overzicht van de beoordeling van de kW_{flex} tariefdrager op midden- tot hoogspanning

Criteria	Rationale	Beoordeling
Effectiviteit	Naar verwachting beperkt volume	0
Efficiëntie	Verbeterd efficiëntie bestaande kaders	+
Rechtvaardigheid	Beperkte impact netkosten en nettoegang	+
Uitvoerbaarheid	Snelle realisatie tegen beperkte meerkosten	+

Verdere onderzoeksvragen

- Wat is het potentieel van dit instrument in context van industriële clusters?
- Kan dit instrument ook opgeschaald worden, in vergelijking tot de recente resultaten?

4.5 De maatwerktender

4.5.1 Inleiding

De bestaande industrie heeft een lange historie en vertoont op de huidige locaties een grote complexiteit en diversiteit. Gestandaardiseerde elektrificatieprojecten, zoals beoogd met de SDE++, zijn toepasbaar maar mogelijk niet de optimale oplossing voor deze specifieke situaties. Vooral voor grotere industriecomplexen zijn meer integrale elektrificatieplannen mogelijk kansrijk (denk bijvoorbeeld aan uitwisseling van restgassen of proceswarmte).

4.5.2 Concept voor de maatwerktender

Een maatwerktender, onder de SDE++ of afzonderlijk, kan industriële elektrificatie projecten faciliteren die niet in een specifieke SDE++ categorie passen. Bij de projecten moet bijvoorbeeld door RVO vóór indiening beoordeeld worden hoeveel CO₂ ze potentieel reduceren en hoe de reductie jaarlijks wordt vastgesteld. Daarvoor zijn ook indirecte meetmethoden toegestaan, bijvoorbeeld het elektriciteitsverbruik per eenheid product vergeleken met de prestatie in een basisjaar. Bij RVO is daar al veel ervaring mee opgedaan in de context van de energiebesparingsconvenanten.

In verband met uitvoeringskosten kan er een minimum hoeveelheid reductie worden gevraagd, eventueel ook met pooling bij verschillende bedrijven.

4.5.3 *Beoordeling van de maatwerktender*

Welke belemmering wordt aangepakt?

Een maatwerktender kan uitkomst bieden voor projecten die niet in een specifieke SDE++ categorie passen en in die zin het huidige ondersteuningskader verruimen. Aangezien de projectafbakening binnen het huidige kader op een aantal punten te kort lijkt te schieten, biedt dit instrument mogelijkheden tot verbetering van bestaande de ondersteuning.

Randvoorwaarden

Voor de SDE++ is een andere, ruimere benadering van de meetbaarheid van CO₂-reductie nodig. Bij in te dienen projecten dient de wijze van meten te voldoen aan een nog te ontwikkelen richtlijn. Het basisbedrag kan worden gebaseerd op een potentieelverkenningen en sectorliteratuur, naargelang de beoogde ambitie voor reductie.

Toetsing op Criteria

Effectiviteit

Met een maatwerkmogelijkheid wordt de vraag vergroot, kan e-boilergebruik eventueel ook ruimer worden gefaciliteerd, kunnen investeringen in eigen infrastructuur worden verdeeld over meer projecten, kan een meer integrale planning worden opgezet en worden meer typen projecten mogelijk. Het bestaande potentieel is echter niet goed op voorhand in te schatten, wat nadere analyse rechtvaardigt om een beeld te krijgen van het doelbereik van deze oplossing.

Efficiëntie

De maatwerktender verhoogt de efficiëntie van het huidige instrumentarium in de zin dat kosteneffectieve projecten die nu niet voldoen aan de SDE++ criteria van meetbaarheid of investeringen niet passend in een categorie-omschrijving kunnen met de maatwerktender wel worden gerealiseerd. Suboptimale vormgeving van projecten, aangepast om aan de criteria van SDE++ categorieën te voldoen, wordt vermeden. Alleen kosteneffectieve projecten komen aan bod met de bestaande SDE kaders. Overstimulering zou verder kunnen worden voorkomen door incrementele openstelling, zoals dat in het huidige bestel bijvoorbeeld bij restwarmte plaatsheeft.

Rechtvaardigheid

In de huidige opzet van de SDE++ worden mogelijk kosteneffectieve projecten uitgesloten als ze niet aan randvoorwaarden van specifieke SDE-categorieën voldoen. Dit leidt tot nadeel voor specifieke bedrijven die net niet aan de categoriebeschrijving kunnen voldoen.

Uitvoerbaarheid

De projecten vragen een extra beoordeling, en een specifieke jaarlijkse monitoring. Dit leidt tot hogere uitvoeringskosten. Daar staat het schaalvoordeel tegenover dat grotere, gecombineerde projecten gerealiseerd kunnen worden. Er is mogelijk ook een schaalvoordeel dat bedrijven een compleet pakket maatregelen kunnen aanvragen waarin goedkope en iets duurdere maatregelen gecombineerd worden.

De benodigde staatsteungoedkeuring kan vermoedelijk georganiseerd worden op eenmalige basis, aan de hand van een protocol over de wijze van meting en berekening van de CO₂-emissiereductie.

Tabel 7. Overzicht van de beoordeling van de maatwerk tender

Criteria	Rationale	Beoordeling
Effectiviteit	Ontsluiting complexere elektrificatieprojecten	+
Efficiëntie	Grotere projectpool met binnen context van SDE	+
Rechtvaardigheid	Verruiming toegankelijkheid	+
Uitvoerbaarheid	Vergelijkbaar met bestaande kaders	0

Verdere onderzoeksvragen

- Wat is het potentieel van dit instrument in context van industriële clusters?
- Kan dit instrument ook opgeschaald worden, in vergelijking tot de recente resultaten?
- Hoe werkt dit instrument in de praktijk in industriële context (experiment)?

4.6 Administratieve koppeling door combinatie van PPA's, GvO's en telemetrie

4.6.1 Inleiding

Elektrificatie van de industrie zonder dat is gewaarborgd dat hernieuwbare elektriciteit wordt toegepast leidt tot extra elektriciteitsproductie van fossiele centrales en daarmee indirect tot meer CO₂-emissies. Om dit te voorkomen is in de SDE++ het aantal subsidiabele draaiuren beperkt tot het aantal uren per jaar waarop hernieuwbare elektriciteit beschikbaar is. Dat is de komende jaren nog minder dan 1500 uur.¹⁴

Daarmee laat de SDE++ het niet toe om een businesscase voor elektrificatie in basislast te realiseren die is gebaseerd op hernieuwbare elektriciteitsgebruik. Zelfs als aanvullende hernieuwbare elektriciteitsproductie wordt gerealiseerd ten behoeve van deze elektrificatie zal het aantal subsidiabele uren beperkt blijven. Ondanks dat er geen indirecte CO₂-emissies resulteren, wordt dit nu niet ondersteund.¹⁵

Administratieve koppeling is op zichzelf dus geen beleidsinstrument dat bijdraagt aan elektrificatie, maar een mogelijke route voor een geloofwaardige koppeling tussen hernieuwbare elektriciteitsproductie en elektrificatie (die als voorwaarde wordt gesteld voor o.a. SDE++ subsidie).

4.6.2 Concept administratieve koppeling

¹⁴ Regeling van de Minister van Economische Zaken en Klimaat van 17 september 2020, nr. WJZ/20210006, houdende aanwijzing van categorieën van productie-installaties voor de productie van duurzame energie en klimaattransitie in 2020, Staatscourant 2020, 48292.

¹⁵ Dat staat overigens los van de vraag of de kosten van de elektrificatie-optie hoog zijn of niet. Dat zou in feite ook uit de rangschikking in de SDE++ moeten blijken.

Een koppelingsmechanisme heeft als doel te zorgen dat de gebruikte elektriciteit duurzaam is en (indirect) leidt tot een groei in duurzame opwek, zodat indirecte emissies van elektriciteitsopwekking zoveel mogelijk vermeden worden. Administratieve koppeling zou zo de weg vrij kunnen maken om het aantal subsidiabele uren te vergroten, terwijl dat nu beperkt wordt om te borgen dat alleen uren waarin hernieuwbare elektriciteit de marginale optie is onder de SDE regeling voor flexibele opties vallen. De gedachte is dat gebruik van hernieuwbare elektriciteit voor een elektrificatieproject aantoonbaar is door een *Corporate Power Purchase Agreement* (CPPA) voor lange termijn levering van hernieuwbare elektriciteit aan te gaan.

De overheid kan bijvoorbeeld als voorwaarde voor subsidie stellen dat partijen inzicht geven in PPA's. Dit is ook als mogelijkheid aan de orde gekomen in de discussie rond correctie van de SDE++ subsidies voor GvO-inkomsten. Controle van alle PPA's vraagt echter wel nogal wat administratieve inspanningen.

De bijbehorende garanties van oorsprong (GvO's) met rapportage op maandbasis en toepassing van telemetriedata met uurlijkse meeting door een onafhankelijk meetbedrijf, kunnen dan worden gebruikt om gelijktijdig gebruik van de hernieuwbare elektriciteitsproductie aan te tonen. Hiermee kunnen industriële afnemers administratief bewijzen dat ze meer hernieuwbare elektriciteit benutten. Daarmee kan de beperking van draaiuren voor SDE++ subsidie vervallen. Dat geldt ook voor de aftrek van indirecte CO₂-uitstoot van elektriciteitsopwekking.

4.6.3 *Beoordeling administratieve koppeling*

Welke belemmering wordt aangepakt?

Het aantal subsidiabele uren voor elektroboilers en elektrolyse maakt basislastbedrijf van deze opties door industriële partijen economisch niet haalbaar. Indien industriële bedrijven administratief kunnen aantonen dat ze meer hernieuwbare elektriciteit gebruiken, biedt dat mogelijkheid tot verruiming van het aantal subsidiabele draaiuren. Bovendien kan de aftrek van indirecte emissie voor elektriciteitsopwekking die wordt toegepast in de SDE++ subsidiëring vervallen. Dit verbetert de mogelijkheden voor elektroboilers en andere directe elektrificatie-opties zoals warmtepompen.

Randvoorwaarden

Er zijn diverse randvoorwaarden voor de toepassing van administratieve koppeling met behulp van PPA's, GvO's en telemetriedata. Er bestaan verschillende typen PPA, een fysieke PPA is vereist om aan te tonen dat de hernieuwbare elektriciteitsproductie overeenkomt met het gebruik voor elektrificatie. Een virtuele of synthetische PPA waarbij de fysieke stroom van elektriciteit is ontkoppeld van de financiële stroom van elektriciteit voldoet daarvoor niet. Financiële- of handelsstromen en fysieke stromen van elektriciteit wijken van elkaar af vanwege de fysieke eigenschappen van elektriciteitsnetten ('wetten van Kirchhoff'). Bovendien kan elektriciteit hierbij worden verkocht, teruggekocht en doorverkocht zonder dat dit leidt tot fysieke levering van elektriciteit aan afnemers. Er kan worden gekozen voor een PPA met een vaste of een variabele prijs. In het navolgende wordt er vanuit gegaan dat hernieuwbare energieproducenten vanwege het prijsrisico alleen een PPA met een vaste prijs of een PPA met een variabele prijs en een bodemprijs willen afsluiten.

Verder kennen PPA's diverse risico's op het gebied van ontwikkeling, prijs, profiel, krediet en volume. Mitigatie van deze risico's kost veel tijd en inspanningen (de gemiddelde doorlooptijd voor opzet van een PPA bedraagt in de regel circa 1,5 jaar) en zorgt daarmee voor substantiële transactiekosten. Dit beperkt de toepassing van PPA's. Hieronder worden een aantal risico's in meer detail beschreven vanwege hun relevantie voor het vervolg:¹⁶

- *Profielrisico*: vanwege het variabele karakter van wind- en zonproductie loopt de afnemer het risico dat de elektriciteit minder waard is dan de overeengekomen elektriciteitsprijs en dat voor de resterende uren duurzame elektriciteit moet worden ingekocht tegen hogere prijzen. Een afnemer kan dit ondervangen door een baseload PPA af te sluiten. Echter, de aangekochte elektriciteit is dan niet per definitie duurzaam, er bestaat namelijk vaak geen relatie tussen de verkochte energie en de geproduceerde hernieuwbare energie. Op momenten dat er weinig wind- en zonproductie is koopt de verkoper extra elektriciteit in op de spotmarkt, op momenten dat er teveel is verkoopt hij dit via de spotmarkt
- *Kredietrisico*: de tegenpartij moet zijn afspraken kunnen nakomen, ook bij tegenvallers. Bij een lagere prijs dan in de PPA is afgesproken wil de energieleverancier zekerheid dat de hoge leveringsprijs geïncasseerd kan worden en daarom eist hij forse financiële garanties voor deze situatie van de industriële afnemer.¹⁷ Die garanties moeten in de vorm van bankgaranties, garanties van het moederbedrijf of onderpand verstrekt worden. Dit beperkt het aantal industriële tegenpartijen voor grote wind op zee projecten. Omgekeerd zal de afnemer garanties eisen om levering zeker te stellen tijdens perioden met hogere prijzen dan in de PPA. Een PPA waarbij dit risico onvoldoende is afgedekt heeft weinig waarde.
- *Volumerisico*: om zich te beschermen tegen vraagschokken (zoals veroorzaakt door COVID) sluiten afnemers in de regel maar voor een deel van het volume een PPA af (bijvoorbeeld 50%).

GvO's en telemetriedata

De primaire functie van GvO's voor het aantonen van levering van hernieuwbare energie en het informeren van consumenten (zie ook REDII). Tegelijkertijd kunnen GvO's ook prima worden gebruikt voor het aantonen van hernieuwbare elektriciteitsproductie; voor de uitbetaling van SDE++ subsidies gebruiken producenten namelijk GvO's al als bewijs om de hoeveelheid geproduceerde hernieuwbare elektriciteit aan te tonen aan RVO.

Verder worden GvO's toegekend op maandbasis, terwijl er voor gelijktijdigheid van hernieuwbare productie- en afname op uur- of kwartierbasis een match moet zijn. Dit zou ondervangen kunnen worden met telemetriedata van zowel hernieuwbaar aanbod als hernieuwbare vraag. Er is dan wel een aparte elektriciteitsmeter of allocatiepunt nodig voor de elektrificatie-optie, zodat het elektriciteitsverbruik

¹⁶ *Ontwikkelingsrisico*: vertragingen in het project of herdefiniëring van het project na het afsluiten van een PPA waardoor de elektriciteit niet tijdig beschikbaar is en/of niet in de juiste hoeveelheden.

Prijsrisico: een lange termijn verplichting voor hernieuwbare elektriciteit betekent dat de industriële afnemer het risico loopt teveel te betalen voor hernieuwbare elektriciteit bij langdurige prijsdalingen op de spotmarkten.

¹⁷ Zie het voorbeeld van Lomme (2018), PPA's zijn geen wondermiddel, integendeel, Trilemma, 23 juli.

hiervan onafhankelijk van het overige verbruik voor industriële bedrijfsprocessen kan worden vastgesteld. Netbeheerders ontvangen data per kwartier van meetbedrijven en moeten rapporteren over de primaire energiebron per aansluiting.¹⁸ Certiq zou op basis hiervan per uur of kwartier moeten kunnen vaststellen of productie en afname duurzaam zijn.

Daarnaast is voor PPA afnemers de additionaliteit van de hernieuwbare elektriciteitsproductie belangrijk, dat willen zeggen de mate waarin projecten leiden tot additionele hernieuwbare elektriciteitsproductie. Zo wordt voorkomen dat nieuwe elektrificatie alsnog leidt tot indirecte emissietoename. Er is daarom lagere betalingsbereidheid voor hernieuwbare elektriciteit van bestaande wind turbines en zonnepanelen. Dit kan worden geborgd door alleen PPA's met nieuwe productiefaciliteiten te accepteren als bewijslast. Deze productiefaciliteiten moeten additioneel zijn ten opzichte van het Klimaatakkoord, anders zijn de CO₂-emissiereducties al meegerekend in de KEV scenario's die de algemene emissiefactor in de PBL-adviezen bepalen en is er geen sprake van additionele CO₂-reductie.

Toetsing op Criteria

Effectiviteit

Inzet van PPA's, GvO's en telemetriedata kan aantonen dat (een deel van) de elektriciteit die wordt benut voor industriële elektrificatie-opties van hernieuwbare oorsprong is. Op basis hiervan kunnen deze elektrificatie-opties mogelijk voor meer draaiuren worden gesubsidieerd. Vanwege volumerisico's zullen industriële afnemers maar een deel van hun hernieuwbare elektriciteitsconsumptie via PPA's kunnen betrekken. Het resterende deel zal op andere manieren moeten worden ingekocht, waarbij het erg lastig is om te bewijzen dat de hernieuwbare elektriciteit fysiek is geleverd aan afnemers.

De complexiteit van de administratieve koppeling wordt enigszins gecompenseerd door de mogelijkheid om meerdere duurzame bronnen te contracteren en daardoor de draaiuren te vergroten.

Efficiëntie

De opzet vormt een werkbare route voor bewijsvoering van gebruik van hernieuwbare elektriciteit, in de zin dat er verschillende bestaande instrumenten worden gecombineerd die in de praktijk al worden toegepast. Het vergt echter relatief complexe procedures voor controle van het gebruik van additionele hernieuwbare elektriciteit. Mogelijk volstaat inzet van GvO's en telemetriedata zonder gebruikmaking van PPA's om productie en gebruik van hernieuwbare elektriciteit aan te tonen, waarmee de route eenvoudiger en toegankelijker wordt.

Rechtvaardigheid

PPA's kennen diverse risico's en vereisen sterke tegenpartijen. Daarmee zijn ze vooral geschikt voor grootschalige industriële bedrijven en minder geschikt voor kleinere bedrijven. Vanwege de benodigde tijd en inspanningen om risico's van PPA's te mitigeren, zijn daarom PPA's alleen voor grotere bedrijven een optie.

¹⁸ Generation and load data provision methodology (GLDPM) op basis van art. 16 van de EU CACM verordening (EU) 2015/1222 en de KORRR op basis van art. 40(5) van de EU SO verordening 2017/1485. De laatste is geïmplementeerd met besluit ACM/18/033360 van 14 maart 2019.

Uitvoerbaarheid

De gecombineerde waarborg van PPA, GVO en telemetrie leidt tot extra uitvoeringskosten, en door van drie instrumenten gebruik te maken is het controleproces gecompliceerd. Ook is nog niet duidelijk of dit instrument aansluit bij de huidige EU wet- en regelgeving. Vooralsnog kan fysieke levering van duurzame elektriciteit slechts op een beperkt aantal manieren worden aangetoond (jaarlijkse productiemix of een directe lijn). In dit kader wordt voor netgekoppelde elektrolyse met gebruik van hernieuwbare elektriciteit momenteel gewerkt aan een nieuwe methodiek voor bewijsvoering in de context van groene waterstof als hernieuwbare brandstof. Resultaten van de analyse worden medio 2021 verwacht. Ook is in 2021 herziening van zowel de EU staatssteunregels energie en milieu als de Europese REDII richtlijn gepland. Dat biedt goede gelegenheid om de nieuw ontwikkelde methodiek daarin op te voeren voor elektrificatie. Op korte termijn echter moet nog worden afgewacht of de voorgestelde route in de Europese kaders kan worden ingepast.

Tabel 8. Beoordeling van administratieve koppeling

Criteria		Beoordeling
Effectiviteit	Mogelijkheid om voor meer draaiuren een beroep te doen op SDE++ subsidies, dit opent economisch potentieel voor verduurzaming van de industrie	+
Efficiëntie	Combinatie van bestaande instrumenten, al zal controle relatief complex zijn	0
Rechtvaardigheid	PPA's zijn alleen toegankelijk voor grotere partijen	-
Uitvoerbaarheid	Niet in lijn met de huidige EU wetgeving, maar met herziening van wetgeving volgend jaar kan dit veranderen	-

Verdere onderzoeksvragen

- Wat zijn de kosten-implicaties bij toenemende inzet van flexibele elektrificatie-opties?
- Wat is het technische en economische potentieel voor industriële elektrificatie via deze route?
- Kan deze route ook juridisch houdbaar worden ingezet via enkel GvO's en telemetrie?

5 Conclusies en aanbevelingen

In het klimaatakkoord wordt tegelijkertijd ingezet op doelstellingen voor hernieuwbare elektriciteitsproductie en doelstellingen voor industriële elektrificatie. Elektrificatie wordt daarbij beschouwd als belangrijk middel voor CO₂-emissiereductie in de industrie, en als bijdrage in de benodigde flexibiliteit mede met het oog op de businesscase voor hernieuwbare elektriciteit.

Er is een reeks aan elektrificatie-opties beschikbaar, maar op korte termijn wordt door veel partijen vooral de e-boiler gezien als belangrijkste elektrificatie-optie. De technologie is volwassen en goed inpasbaar in de bestaande stoomvoorziening en flexibel inzetbaar naast gasketels en warmtekrachtkoppeling. De e-boiler kan daarom op korte termijn al snel een belangrijke rol vervullen in de flexibiliteitsvoorziening. De kW_{flex} en de CFD's op portefeuilleniveau (in feite dekking van de elektriciteitsprijsrisico's binnen de SDE kaders voor flexibele elektrificatie-opties) zullen bijdragen tot sterke verbetering van de businesscase.

Om in de industrie tijdig voor 2030 elektrificatie van voldoende volume te behalen is voor de industrie zicht op verruiming van de SDE++ opties nodig. Dit betreft zowel verruiming van de technische categorieën als uitbreiding van de subsidiabele bedrijfstijd van e-boilers. Bij dit laatste is een ander uitgangspunt voor toerekening van indirecte emissies nodig. De energietransitie vereist een gebalanceerde uitbreiding van hernieuwbare productie en van elektrificatie bij de industrie. Bij het bepalen van het beleidseffect van deze uitbreidingen moet rekening worden gehouden met deze samenhang. Dat wordt nu in de uitwerking van de SDE++ onvoldoende meegenomen.

Administratieve koppeling via nieuwe PPA's, GvO's en telemetrie biedt een directe route om te borgen dat hernieuwbare elektriciteit wordt ingezet en zo tot hogere CO₂-emissiereductie te komen, indien de hernieuwbare elektriciteitsproductie ook bedoeld is voor industriële elektrificatie. Er zijn ook andere vormen van borging mogelijk op hoger schaalniveau. Borging via beschotting in de SDE of koppeling kan ook ruimte bieden om de huidige beperking op het aantal draaiuren voor flexibele opties los te laten.

De hiervoor genoemde verbeteringen in de instrumentatie voor uitbreiding van productie en gebruik zijn ineffectief als de noodzakelijke infrastructuur niet tijdig voorhanden is. Het wind op zee model voor de netten biedt een aantal nuttige elementen zoals gebiedsgerichte planvorming, coördinatie van benodigde infrastructuurontwikkeling en versnelling van vergunningprocedures. Dit kan zowel de planbaarheid van netinvesteringen voor netbeheerders als de investeringszekerheid voor industriële afnemers kunnen vergroten. Het huidige bestuurlijke proces rond infrastructuurontwikkeling in het nationaal Programma Infrastructuur Duurzame Industrie (PIDI) biedt een gunstige gelegenheid om deze elementen mee te nemen.

Bibliografie

- ACM. (2018). *Besluit van de Autoriteit Consument en Markt op grond van artikel 37a van de Elektriciteitswet 1998 op de ontheffingsaanvraag van Westland Infra Netbeheer B.V.* Den Haag: ACM.
- ACM. (2018). *Ontheffingsbesluit Westland Infra ACM/18/030734*. Den Haag: ACM.
- AFRY. (2020). *The business case and supporting interventions for Dutch offshore wind*. London: AFRY.
- Berenschot. (2016). *Onderzoek naar nettarieven en flexibiliteit*. Utrecht: Berenschot.
- Berenschot en Kalavasta. (2020). *Klimaatneutrale energiescenario's 2050*. Utrecht: Berenschot.
- CE Delft. (2015). *Potential for Power-to-Heat in the Netherlands*. Delft: CE Delft.
- CE Delft. (2016). *markt en flexibiliteit*. Delft: CE Delft.
- ECN. (2015). *Aanvullend Onderzoek correctiebedragen SDE+ regeling*. Petten: ECN.
- EZK. (2020b). *Kabinetsreactie op het advies van de Taskforce Infrastructuur, kamerbrief*.
- KWM. (2016). *EMR: a review of the Contract for Difference and Capacity Market schemes*. London: KWM.
- Ministerie van Economische Zaken en Klimaat. (2020). *Startnotitie programma energiehoofdinfrastructuur*. Den Haag: Ministerie van Economische Zaken en Klimaat.
- OTE. (2018). *Belemmeringen in nettarieven*. Den Haag: OTE.
- PBL. (2019). *Achtergronddocument effecten ontwerp klimaatakkoord: elektriciteit*. Den Haag: PBL.
- PBL, TNO en DNV GL. (2020). *Conceptadvies SDE++ 2021 algemeen*. Den Haag: PBL.
- SER. (2013). *Energieakkoord voor duurzame groei*. Den Haag: SER.
- TIKI. (2020). *Meerjarenprogramma Infrastructuur Energie en Klimaat 0.1*. Arnhem: DNV GL.
- Universiteit van Utrecht en CE Delft. (2019). *Marktontwikkeling van een duurzaam elektriciteitssysteem*. Utrecht: Universiteit van Utrecht.
- Westland Infra. (2020). *Eindevaluatie SWG 2019*. Poeldijk: Westland Infra.
- Wild, P. (2017). Determining commercially viable two-way and one-way 'Contract-for-Difference' strike prices and revenue receipts. *Energy Policy*, 191 - 201.
- Wind meets Industry. (2020). *Actieagenda*. Utrecht: Wind meets Industry.

A Reflectie op SDE uitgangspunten voor indirecte emissiereductie via flexibele elektrificatie-opties

Uitgangspunt van de SDE regeling dat flexibele elektrificatie-opties enkel worden ingezet op moment dat hernieuwbare elektriciteit de marginale optie is (PBL, TNO en DNV GL, 2020). Zo wordt geborgd dat er geen hogere indirecte CO₂-emissies resulteren uit het elektriciteitsverbruik (Scope 2-emissies) dan dat er vermeden worden (Scope 1-emissies). Dit uitgangspunt is vormgegeven door het aantal subsidiabele uren voor deze opties te beperken tot een huidige inschatting van het aantal uren met hoge invoeding van hernieuwbare elektriciteit.

Alhoewel dit vanuit marktperspectief of marginaal een logische inzet op CO₂-emissiereductie is, sluit deze randvoorwaarde niet noodzakelijkerwijs naadloos aan bij de lezing van het klimaatakkoord. In feite veronderstelt dit uitgangspunt impliciet dat hernieuwbare elektriciteit sowieso tot wasdom komt, onafhankelijk van industriële elektrificatie. In het klimaatakkoord wordt echter gesuggereerd dat een deel van de hernieuwbare elektriciteitsproductie bedoeld is voor de industriële elektrificatie opgave, en zo is het ook opgenomen in de ondersteunende berekeningen door het PBL (PBL, 2019). Bovendien is in het klimaatakkoord afgesproken dat in 2021 zal worden bezien of er nog aanvullende hernieuwbare elektriciteitsproductie moet worden gerealiseerd ten behoeve van elektrificatie. Voor dit laatste geval is de directe relatie een gegeven; deze hernieuwbare elektriciteitsproductie zou niet gerealiseerd worden als er geen behoefte aan was vanuit (industriële) elektrificatie.

Dat werpt de vraag op hoe indirecte emissiebijdragen van industriële elektrificatie bij gebruik van hernieuwbare elektriciteit moeten worden beschouwd vanuit integraal perspectief;

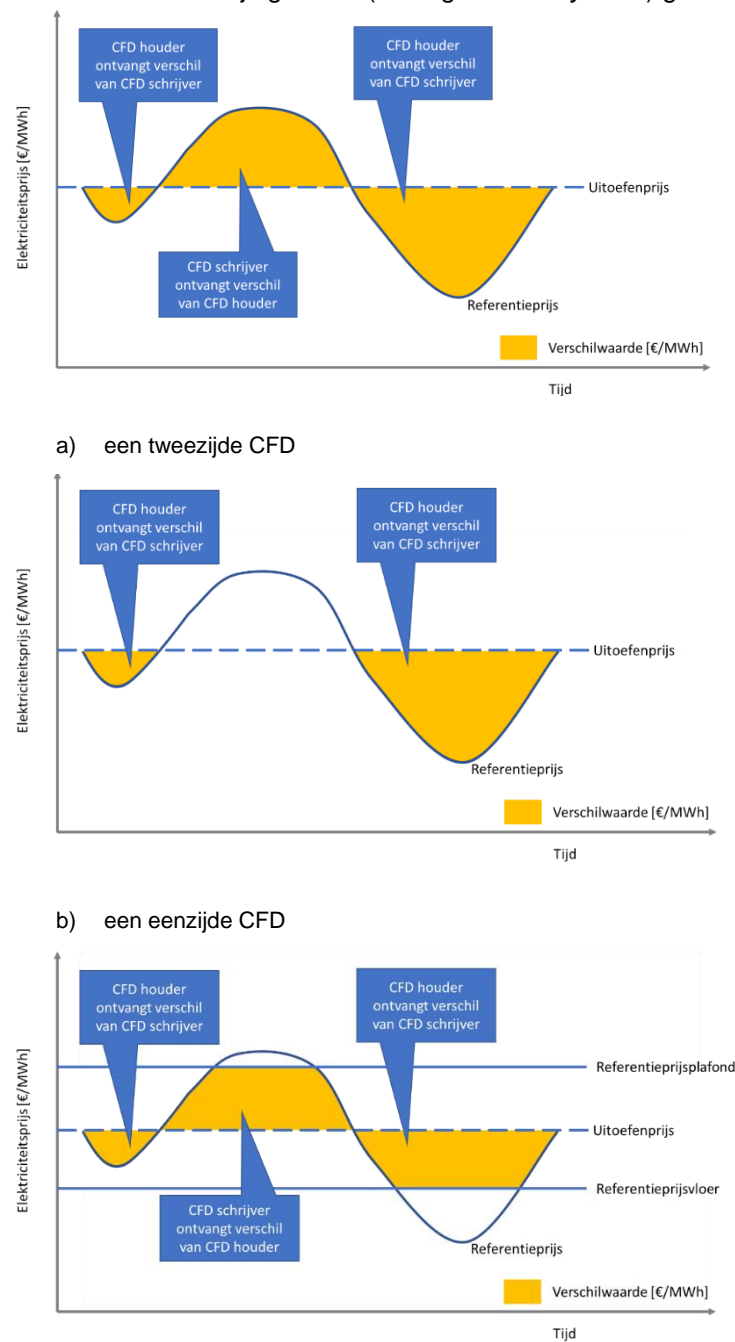
- In geval de hernieuwbare elektriciteitsproductie sowieso zou worden gerealiseerd, zou deze route toch tot indirecte CO₂-emissie leiden. In dat geval zal elders in het systeem minder hernieuwbare elektriciteit beschikbaar zijn, en zal er toch meer conventionele elektriciteitsproductie nodig zijn. Merk overigens op dat dit perspectief desondanks al volstaat voor additionaliteit zoals dat in de REDII wordt gehanteerd.
- Ingeval de hernieuwbare elektriciteitsproductie nieuw wordt gerealiseerd, in samenhang met/ten behoeve van de elektrificatie-opgave, zouden er geen indirecte CO₂-emissies volgen.

Deze laatste route zou mogelijk een kosten-efficiënte decarbonisatie route voor de industrie kunnen blijken, gegeven dat decarbonisatie in de industrie zal moeten bestaan uit energiebesparing, CCS, biomassa, en (in)directe elektrificatie.

Voor het langere termijn perspectief van investeerders in industriële elektrificatie speelt ook onzekerheid over de beschikbaarheid van voldoende volume aan hernieuwbare elektriciteit die nodig is voor industriële elektrificatie onvoldoende een rol. Deze onzekerheden zouden eveneens ten dele weggenomen kunnen worden door een borgingsmechanisme te ontwikkelen, die de investeerder voldoende zekerheid bieden dat de benodigde volumes ook beschikbaar zijn.

B Toelichting op CFD

Het CFD kent verschillende varianten op de generieke structuur (zie bijv. ook (Wild, 2017)). Een drietal varianten wordt geïllustreerd in Figuur 1. Het generieke concept wordt wel een tweezijdige CFD (een zgn. *two-way* CFD) genoemd, omdat het



c) Het tweezijdige CFD met een referentieprijsvloer en -plafond
 Figuur 1. Enkele varianten op van contracts-for-differences (CFD)

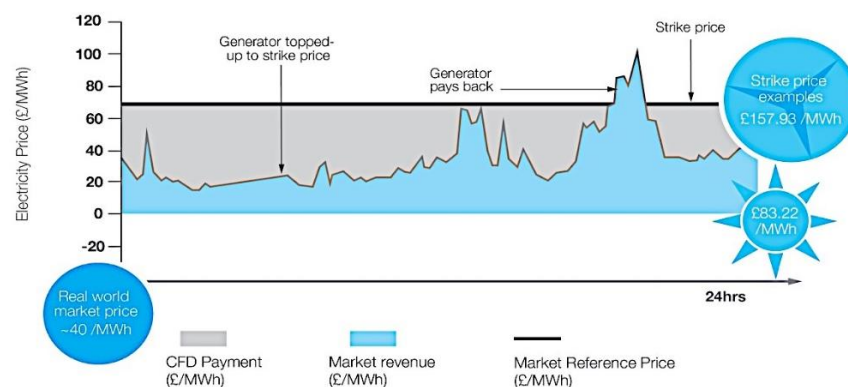
betrekking heeft op zowel positieve als negatieve verschillen tussen de referentieprijis en de uitoefenprijis (zie Figuur 1a). Alternatief kan ook overeengekomen worden dat het CFD slechts betrekking heeft op enkel de positieve, of juist enkel de negatieve prijsverschillen. In dat geval gaat het om een eenzijdige (*one-way*) CFD, zie ook Figuur 1b. Daarnaast kunnen bijvoorbeeld ook referentieprijisplafonds en -vloeren worden toegepast, zodat de verschillen tussen referentieprijis en uitoefenprijis tot een vastgesteld maximum of minimum worden vergoed (zie ook Figuur 1c).

CFD als ondersteuningsinstrument in het Verenigd Koninkrijk

In het Verenigd Koninkrijk is het ondersteuningsmechanisme voor koolstofarme opwekking gebaseerd op een CFD-systeem dat de ondernemer een vaste prijs garandeert. Daartoe schrijft de door de overheid opgerichte en gemandateerde Low Carbon Contracts Company (kortweg LCCC) CFD's uit, waarop ondernemers via een veilingmechanisme een uitoefenprijis kunnen bieden. De hoogte van de ingeboden uitoefenprijis geldt als criterium voor toekenning; de contracten worden toegekend aan de laagste ingeboden uitoefenprijzen, zodat koolstofarme opwekking tegen de laagste kosten wordt gerealiseerd.

Deze ondernemers ontvangen naast de inkomsten uit verkoop van elektriciteit op de spot markt, een aanvullende vergoeding van LCCC tot het niveau van de uitoefenprijis voor productie in perioden dat de marktprijzen lager liggen dan de uitoefenprijis. Daarbij wordt overigens wel een maximum gesteld aan de vergoeding. Bij negatieve marktprijzen wordt de volledige uitoefenprijis gedekt, maar de negatieve marktprijs niet. Voor productie in perioden dat de referentieprijzen hoger liggen dan de uitoefenprijis, betaalt de ondernemer de opbrengsten boven de uitoefenprijis aan de subsidieverstrekker. Dit kan beschouwd worden als mechanisme om de mate van evt. over subsidiëring te beperken. Het gaat hier dus om een tweezijdige CFD met een referentieprijisvloer op nul.

Het CFD mechanisme dat in het Verenigd Koninkrijk wordt toegepast ter ondersteuning van koolstofarme opwekking, is geïllustreerd in Figuur 2. Voor de producent van koolstofarme elektriciteit wordt de elektriciteitsprijs (gemiddeld ongeveer £40/MWh, weergegeven in blauw) via het CFD aangevuld tot de uitoefenprijis (in de figuur op een niveau van ongeveer £70/MWh, weergegeven in grijs). In perioden dat elektriciteitsprijzen hoger liggen dan de uitoefenprijis (in dit



Figuur 2. Illustratie van het CFD mechanisme in het Verenigd Koninkrijk. Bron: (KWM, 2016)

voorbeeld in de vroege avond), komt het prijsverschil met de uitoefenprijs juist weer ten goede aan LCCC. Aan de rechterzijde worden overigens ook reële referentieprijzen voor zon en wind weergegeven, waaruit blijkt dat m.n. biedingen van windpark exploitanten substantieel hoger liggen dan het voorbeeld van ongeveer £70/MWh dat in de illustratie gebruikt wordt.

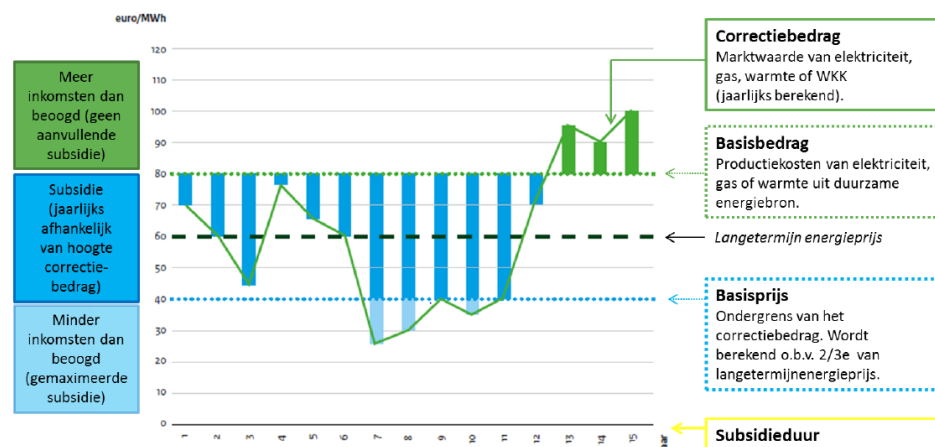
SDE mechanisme als CFD mechanisme

De SDE+(+) regeling is sinds 2011 van kracht. De SDE+(+)-subsidie is een tegemoetkoming voor producenten van hernieuwbare energie in het verschil in de geannualiseerde productiekosten (het zgn. basisbedrag) van de hernieuwbare energie (hernieuwbare elektriciteit/warmte) en de daar tegenoverstaande jaarlijkse marktopbrengsten (het zgn. correctiebedrag). Indien de marktopbrengsten de productiekosten dekken (i.e. als het correctiebedrag hoger ligt dan het basisbedrag) wordt er geen subsidie uitgekeerd. Als de marktopbrengsten daarentegen tekort schieten om de productiekosten te dekken, wordt het verschil tussen het basisbedrag en het correctiebedrag gecompenseerd met de subsidie.

De tegemoetkoming wordt echter wel gemaximeerd, door een ondergrens voor het correctiebedrag toe te passen. De ondergrens wordt gebaseerd op 2/3 van een lange termijn prijsverwachting voor de geproduceerde energie.¹⁹

De jaarlijkse tegemoetkoming kan worden ingedeeld in drie regimes, afhankelijk van de jaarlijkse opbrengsten (i.e. het correctiebedrag), zie ook Figuur 3:

- correctiebedrag > basisbedrag:
subsidie = 0
- als basisprijs < correctiebedrag < basisbedrag:
subsidie = basisbedrag - correctiebedrag
- als correctiebedrag < basisprijs < basisbedrag
subsidie = basisbedrag – basisprijs.



Figuur 3: Illustratie van het SDE mechanisme. Bron: (ECN, 2015).

¹⁹ De blootstelling aan prijsrisico die dit met zich meebrengt voor de ondernemer wordt overigens gecompenseerd door ook de kosten van een premie inschatting voor het afdekken van dat prijsrisico op te nemen in de inschatting van de geannualiseerde productiekosten.

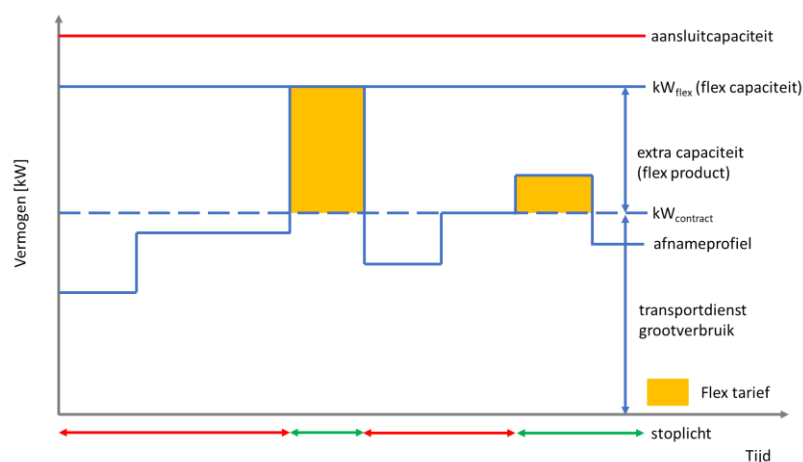
Het mag duidelijk zijn dat met het SDE mechanisme een bandbreedte wordt vastgelegd waarbinnen de subsidie gelijk is aan het basisbedrag minus het correctiebedrag. Deze structuur is vergelijkbaar met een subsidie structuur zoals die gebaseerd zou kunnen worden op een eenzijdige CFD met een cap, waarbij uitoefenprijs zou moeten worden gebaseerd op het basisbedrag en de referentieprijis overeen zou moeten komen met het correctiebedrag (de jaarlijkse marktopbrengsten). Bovendien wordt er een cap op deze referentieprijis toegepast, en wel een cap die overeenkomt met $2/3$ van de langjarige prijsverwachting van de geproduceerde energie.

C kW_{flex} en het Smart Grid Westland project

In deze bijlage geven we een nadere toelichting op het kW_{flex} concept. Het gaat om een nieuwe tariefdrager die lagere kosten met zich meebrengt dan de bestaande tarieven kW_{max} en $kW_{contract}$, en van toepassing is voor vermogens boven de gebruikelijke gecontracteerde vermogens $kW_{contract}$ als er voldoende ruimte in het net is. Zo zou bij een dergelijke tariefdrager bijvoorbeeld tijdelijk de overschrijding van $kW_{contract}$ kunnen worden toegestaan, zonder verhoging van de $kW_{contract}$ voor de duur van een jaar.

De nieuwe tariefdrager zou dan enkel van toepassing moeten zijn op momenten dat het net nog voldoende capaciteit biedt voor aanvullende elektriciteitsafname en dus in specifieke tijdsvakken, - netvlakken en/of - deelgebieden van toepassing kunnen zijn op aangeven van de netbeheerder. Voor de toewijzing van de tijdvakken zou een stoplicht concept kunnen worden ingericht, bijv. eenvoudigweg statisch op vaste (dal)uren, of op basis van dynamische signalering van de netbelasting. Dit concept komt nauw overeen met wat in de laatst genoemde rapportage wordt aangeduid als *tariefdifferentiatie afhankelijk van beschikbaarheid van transportcapaciteit*.

In Figuur 4 wordt het werkingsdomein van het concept geïllustreerd voor de hogere netvlakken. De figuur geeft het afnamepatroon op een specifieke aansluiting weer, waarbij de $kW_{contract}$ waarde lager ligt dan de aansluitcapaciteit. Het afnamepatroon wordt afgerekend op basis van de kW_{max} waarde en $kW_{contract}$ waarde, onder de bestaande voorwaarden. In perioden dat er voldoende ruimte op het net is (aangegeven met de stoplicht signalering direct onder grafiek) wordt echter het kW_{flex} tarief van kracht in plaats van de kW_{max} tarief, en gelden niet langer de voorwaarden met betrekking tot de overschrijding van de $kW_{contract}$ waarde. Voor dit werkingsdomein kan het kW_{flex} tarief onderscheiden worden naar een $kW_{flex contract}$ tarief, een $kW_{flex max}$ tarief en een kWh_{flex} tarief in aansluiting op de bestaande structuur. De eerste verschaft de netbeheerder benodigde informatie over



Figuur 4. Illustratie van het werkingsdomein van het concept voor een aanvullende kW_{flex} tariefdrager op midden- tot hoogspanning

mogelijke netbelasting en zal bovendien voorkomen dat gebruikers het product afnemen als optie. De tweede lijkt op het eerste gezicht minder toegevoegde waarde te bieden, aangezien het product naar verwachting gedurende het gehele jaar zal worden ingezet. De derde biedt aansluiting op de systematiek voor aansluitingen op het middenspanningsnet, maar zal naar verwachting veelal niet te onderscheiden zijn van de gangbare kWh volumes.

Een dergelijke nieuwe aanvullend kW_{flex} tarief geldt daarmee slechts als aanvulling op de bestaande systematiek, zodat gebruikers in perioden van voldoende beschikbaarheid van transportcapaciteit tijdelijk meer vermogen kunnen afnemen dan de $kW_{contract}$ waarde zonder dat dit tot verrekening met het $kW_{contract}$ tarief voor een geheel jaar leidt. Aangezien het gaat om extra elektriciteitsgebruik op momenten dat de netcapaciteit het toelaat zal geen extra kosten veroorzaken. Ook lijkt de kans beperkt dat er gevolgen zullen zijn voor de wijze waarop netgebruikers netcapaciteit contracteren; risico op evt. verschuiving van gecontracteerde transportvermogen naar gecontracteerd flexibel transportvermogen zou pas kunnen ontstaan als er zeer veelvuldig langdurig netcapaciteit resteert en het kW_{flex} tarief dus ook veelal van kracht is. Alhoewel minder waarschijnlijk, vergen dergelijke omstandigheden mogelijk nog aanvullende handvatten voor sturing, bijvoorbeeld maximering van het aantal uren per jaar waarin het wordt toegepast. Op basis van dit beeld zullen de financiële effecten voor de netbeheerder naar verwachting beperkt zijn.

In 2016 heeft Westland Infra de overige netbeheerders voorgesteld om een codewijzigingsvoorstel in te dienen bij de toezichthouder Autoriteit Consument en Markt (ACM) om dit model mogelijk te maken. Betrokken partijen vonden het te vroeg voor wijziging, aangezien er nog geen praktijkervaring was met het model, het model vooralsnog een experimenteel karakter heeft en niet alle netbeheerders het model al kunnen aanbieden in hun verzorgingsgebied. Nadien heeft Westland Infra een ontheffingsaanvraag ingediend met betrekking tot de relevante artikelen in de Tarievcodes, dat in november 2018 ook verleend is door ACM (zie ook (ACM, 2018)). Kort daarop is Westland Infra van start gegaan met het project Smart Grid Westland (SGW).²⁰

Begin 2020 is de eindevaluatie SGW 2019 gepubliceerd (zie (Westland Infra, 2020)). Het systeem heeft tot op heden naar behoren gewerkt, maar de interesse bleek tegen te vallen. In de eerste plaats was de spark spread²¹ aanzienlijk verbeterd (i.e. elektriciteitsprijzen lagen gewoonlijk hoger dan de gasprijzen). In de tweede plaats bleek grootschalige inschrijving op noodvermogen bij TenneT de mogelijkheden tot deelname in de weg te staan. Tot slot volgde in het najaar van 2019 de aankondiging dat de ODE in de derde staffel (tot 10 mln. kWh) aanzienlijk zou worden verhoogd, wat tot een verdere verbetering van de spark spread zou leiden. Door de geringe deelname worden in de rapportage nog geen conclusies getrokken. In die periode brak echter ook de coronacrisis uit waardoor de marktomstandigheden sterk veranderden en de interesse in het SGW sterk leek aan te trekken zodat voortzetting van het systeem in het verschiet lag.

²⁰ Zie ook <https://www.westlandinfra.nl/smart-grid-westland>.

²¹ Het verschil tussen de elektriciteitsprijs en de (onderliggende) gasprijs.

In de rapportage 'Belemmeringen in nettarieven' van de Overlegtafel Energievoorziening²² (OTE) wordt ook geconcludeerd dat dit concept waarschijnlijk een robuuste en goed uitvoerbare oplossingsrichting biedt voor het ontsluiten van flexibiliteit tegen beperkte meerkosten (OTE, 2018). In het document wordt dan ook geadviseerd om het voorgaande initiatief tot een codewijzigingsvoorstel weer ter hand te nemen en verder te ontwikkelen met inachtneming van de ervaringen van Westland Infra.

²² De Overlegtafel Energievoorziening is een informeel overlegorgaan waarin sinds enkele jaren verschillende partijen 'met de benen op tafel' vooruitkijken naar de energievoorziening van de toekomst. Diverse partijen uit de energieketen nemen deel: afnemers, producenten en netbeheerders. Het ministerie van Economische Zaken en de Autoriteit Consument en Markt zijn toevoorder. Doel van de OTE is om verder te kijken dan de wereld van vandaag en morgen en zich te buigen over de vraagstukken van overmorgen.

D Relevante elementen uit Wetsvoorstel windenergie op zee

De meest relevante elementen uit het Wetsvoorstel Windenergie op Zee, Memorie van Toelichting, Kamerstukken II 2014/15, 34 058, nr. 3 voor deze studie zijn:

- **Gebiedsgerichte benadering met aanwijzing van windenergiegebieden en locaties (kavels) binnen deze gebieden**

Met de Wet windenergie op zee worden windenergiegebieden aangewezen in het nationaal waterplan na afweging van belangen, inclusief de belangen van visserij, scheepvaart en natuur. Binnen deze gebieden worden kavels aangewezen met het zogenaamde kavelbesluit dat bepaalt waar en onder welke voorwaarden een windpark binnen een aangewezen windenergiegebied mag komen en geëxploiteerd mag worden. Dit leidt tot de keuze van gebieden die geschikt zijn voor wind op zee en de optimale indeling ervan. Bij de voorbereiding van een kavelbesluit draagt de overheid namelijk zorg voor een milieueffectrapportage en aanvullend onderzoek naar onder meer windsnelheid, waterdiepte, golfhoogte, bodemgesteldheid, aanwezigheid van scheepswrakken en niet-ontpofte munitie.
- **Gecoördineerde aansluiting op het elektriciteitsnet**

Vanwege het beperkte aantal mogelijke aansluitpunten van het windpark op het landelijk hoogspanningsnet of het stopcontact op zee en het feit dat verschillende parken gebruikmaken van dezelfde kabeltracés, wordt hiervoor vroegtijdig een keuze gemaakt zodat potentiële exploitanten van windparken voor de betreffende kavels hier rekening mee kunnen houden bij de uitwerking van hun plannen. Ook beperkt dit de maatschappelijke kosten van het landtracé. Deze keuze wordt voorafgaand aan het kavelbesluit gemaakt.
- **Beperking van doorlooptijd van vergunningen**

Door toepassing van de Rijkscoördinatieregeling kan de doorlooptijd van vergunningen en het inpassingsplan die nodig zijn voor het net op zee worden beperkt. Deze procedure bundelt en vereenvoudigt inspraak, bezwaar en beroep. Dit voorkomt dat elke vergunning en ontheffing afzonderlijk ter toetsing moet worden voorgelegd aan de rechter, met vertraging en onzekerheid voor investeerders tot gevolg.
- **Koppeling vergunningverlening aan toekenning van SDE++ subsidie.**

De winnaar van de SDE++ tender per kavelbesluit ontvangt niet alleen subsidie maar ook de benodigde vergunningen (o.a. Windvergunning). Dit voorkomt grote inefficiënties. In het oorspronkelijke stelsel werden namelijk voorafgaand aan een SDE-subsidie aanvraag al vergunningen aangevraagd.²³

²³ Tot dan toe ging het om negenenzeventig initiatieven waarvan er uiteindelijk maar drie SDE-subsidie gekregen. Voor een windpark op zee waren vergunningen op grond van de Waterwet en de Natuurbeschermingswet 1998, ontheffingen op grond van de Flora- en faunawet, diverse vergunningen voor het landtracé van de aansluiting vereist. De besluitvormingsprocedures en bijbehorende bezwaar- en beroepsprocedures zorgden voor een lange doorlooptijd.

Hoewel veel projecten in feite geen kans van realisatie hadden, legden de vergunningaanvragen wel beperkingen op aan of vergden ze afstemming met andere gebruikers van de Noordzee.

Omdat de vergunningen waren vereist voor een SDE-subsidieaanvraag dienden alle initiatiefnemers deze aan te vragen en was er voor zowel initiatiefnemers als de overheid veel tijd mee gemoeid. Na gunning van subsidie was er nog een traject voor de vergunningen voor de kabels over land. Door de lange doorlooptijd van deze drie opeenvolgende trajecten was bovendien de kans groot dat het parkontwerp moest worden aangepast (ander turbinetype en indeling van het windpark in verband met technische vooruitgang) wat dan weer vroeg om wijziging van de oorspronkelijke vergunning.