BIJLAGE 5

Oplegger beleidsopties

Inleiding

Naast het in kaart brengen van de investeringskosten van netbeheerders tot 2040 is onderdeel van de taakopdracht van dit IBO om te onderzoeken hoe die investeringslijn kan worden bijgebogen. Deze bijlage beschrijft het proces om tot beleidsopties te komen. Naast beleidsopties om het net beter te benutten (hoofdstuk 3) en daarmee de investeringslijn bij te buigen, zijn ook beleidsopties uitgewerkt om de kosten anders te verdelen (hoofdstuk 5) en om besluitvorming te stroomlijnen (hoofdstuk 6). Daarnaast zijn aan beleidsopties die maatschappelijke baten hebben vaak ook kosten verbonden; die budgettaire gevolgen voor de Rijksbegroting zijn onderdeel van deze bijlage. Tot slot is de bundel van alle uitgewerkte beleidsopties opgenomen.

Proces

Het proces om tot beleidsopties te komen in gestart met een longlist van ideeën vanuit verschillende beleidsdepartementen. Een deel hiervan was nieuw en een deel kwam voort uit andere trajecten, bijvoorbeeld het klimaatfonds en het LAN. De lijst betrof meer dan zestig opties en moest, gezien de relatief korte tijd, worden teruggebracht tot een handzaam aantal. In samenspraak met de werkgroep is de longlist ongeveer gehalveerd. De beleidsopties ten aanzien van anders verdelen en besluitvorming stroomlijnen zijn door de beleidsdepartementen uitgewerkt en in verschillende rondes met de werkgroepleden gedeeld. Ook de ACM en de netbeheerders hebben mee kunnen lezen op de beleidsopties.

Voor de beleidsopties om het net beter te benutten was technische kennis van de netbeheerders nodig. De netbeheerders konden de effecten van de beleidsopties niet doorrekenen door gebrek aan data of expertise en hebben BCG gevraagd hen bij te staan in het proces. BCG heeft de relevante beleidsopties ingedeeld in categorieën en kon alleen het effect van de verschillende pakketten (vraag/aanbod sturing van kleinverbruik, flexibiliteit van grootverbruikers, verhoogde locatiesturing, verhoogde technische benutting van het netwerk en lokale conversie van wind op zee) bepalen. Hierbij is onderscheid gemaakt tussen drie scenario's:

- laag (inbouwen van prikkels en uitbreiden van bestaande ondersteuningsmechanismes),
- midden (verhoogde 'sturing' en beleid, met beperkte maatschappelijke impact) en
- hoog (verregaande 'sturing' en energie-planologisch beleid om maximale betaalbaarheidsimpact te realiseren).

BCG heeft op deze wijze de bandbrandbreedte van het technisch reductiepotentieel berekend. De opties ten aanzien van systeeminterventies: (i) minder wind op zee en meer kernenergie, (ii) minder wind op zee en meer kernenergie, zijn tevens onderzocht door Berenschot en Kalavasta.

De auteurs van de verschillende beleidsfiches hebben de informatie van BCG, Berenschot en Kalavasta benut om een effect te verbinden aan de maatregel. Voor de informatie vanuit BCG is in de fiches uitgegaan van de bruto CAPEX-impact van interventies, dus de som van het netto CAPEX-reductie effect (bijbuigen investeringskosten op langere termijn) en het volume-effect (meer/zwaardere aansluitingen in de komende jaren). In sommige gevallen is er een gat tussen het technisch potentieel en het beleidsmatig potentieel, bijvoorbeeld vanwege wet- en regelgeving of conflicterend beleid. Bij een deel van de beleidsopties werd gedurende het traject duidelijk dat het geen haalbare of effectieve optie was. Deze zijn desalniettemin uitgewerkt, ter kennisname.

Budgettaire gevolgen

Onderstaande tabel toont de financiële gevolgen van beleidsopties voor de Rijksbegroting, en daarmee nadrukkelijk niet om kosten van netbeheerders. De gevolgen van de beleidsopties en de bestaande budgettaire reeksen zijn zowel incidenteel als structureel van aard en bevinden zich zowel binnen als buiten de meerjarenperiode. Deze kosten zijn indicatief en vergen verdere uitwerking. Voor de volledige budgettaire gevolgen wordt verwezen naar het betreffende fiche.

Tabel 1 Budgettaire gevolgen beleidsopties – uitgaven

BUDGETTAIRE GEVOLGEN IBO BELEIDSOPTIES (IN MLN)											
Beleidsoptie	**Rijks-begroting**	**2025**	**2026**	**2027**	**2028**	**2029**	**2030**	**2031**	**2032**	**Struc.**	**Cum.**
3.1 Flexibiliseren kleinverbruikers	Ja	1,5	3,5	15	20	30	40			Nee	110
3.2 Energie besparen in de gebouwde omgeving	Ja		475	490	450	450	434	684	689	Ja	
3.3 Prijsgarantie warmtenetten	Ja		240	240	240	240	240	240	240	Ja	
3.4 Flexibiliseren grootverbruikers	Ja			64	64	64	64	64	64	Ja	
3.5 Sterker handhaven energiebesparingsplicht	Ja			9,27	9,27	9,27	9,27			Nee	37,1
3.6. Aanjagen energiehubs	Nee										
3.7 Locatie sturen via energieplanologie	Ja				17	17	17	17	17		85
3.8 Invoeren van verschillende biedzones binnen NL*	Ja				450					Nee	450
3.9 Gerichter investeren in elektrolysers op de juiste locatie	Nee										
3.10 Actiever grondbeleid voeren op ruimtelijke inpassing	Ja			60	80	54	2	2	2	Nee	200
3.11 Het net zwaarder belasten	Nee										
3.12 Intensiveren innovatieregeling MOOI*	Ja		0,75	3,75	7,5	10,5	9,75	6	2,25	Nee	40,5
3.13 Uitvoeren Actieplan Digitalisering Energiesysteem	Ja		0,25	0,25	0,25	0,25				Nee	1
3.14 Andere systeemkeuzes maken - minder wind- en meer kernenergie*	PM**										
3.15 Andere systeemkeuzes maken - minder stroom en meer waterstof*	PM**										
3.16 Breder benutten van net op zee*	Ja			62,5	62,5	125	125	125	125	Nee	1500
4.1 Inzetten op EU harmonisatie methodologie nettarieven											
4.2 Veilen transportcapaciteit*	Nee										
5.1 Subsidiëren elektriciteitsnet – variant TenneT	Ja	3.100	3.100	3.200	3.200	3.200	3.200	3.800	4.300	Ja	

- amortisatie	Ja	3.100	3.100	3.200	3.200	3.200	3.200	3.800	4.300	Ja	
- vlakke reeks	Ja	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	Ja	
5.2 Aanpassen financieringsmodel	Ja	-20	-45	-70	-100	-125	-160	-185	-210	Ja	
5.3 Vergroten van het aandeel dynamische contracten	Nee										
5.4 Sociaal (leverings-)tarief	Ja	PM								Ja	5.000
5.5 Publiek Energiefonds				281	281	254	254	226	199	Nee	2.024
5.6 Compenseren elektriciteitskosten industriële afnemers – verlagen tarieven	Ja	319	358	397	436	475	514			Nee	2.499
- IKC ETS	Ja	167	129	200	200	200	200			Nee	1.096
5.9 Net op zee kosten verhalen op ontwikkelaars*	Ja	PM ***									
5.10 Grensoverschrijdend kosten verdelen	Nee										
5.11 Inzetten op EU-middelen voor interconnectie	Ja										*ntb*
6.1 Extra verantwoorden via lastenkader	Nee										
6.2 Aanpassen financiering regionale netbeheerders	Ja									Nee	*ntb*

* Deze beleidsopties behoren niet tot de aanbevelingen van het IBO.
** De systeeminterventies beschrijven de mogelijke consequenties van een bredere systeemkeuze. Het maken van die systeemkeuze zou een optelling van veranderingen in huidige beleidsmaatregelen en opzetten van nieuwe beleidsmaatregelen betekenen. Het typeren en kwantificeren van die maatregelen valt buiten de scope van dit IBO.
*** Deze maatregel levert geen bijdrage aan het verlagen van de benodigde investeringen en budgettaire gevolgen zijn onduidelijk.

Tabel 2 Budgettaire gevolgen beleidsopties - Inkomsten

BUDGETTAIRE GEVOLGEN IBO BELEIDSOPTIES (IN MLN.)

Beleidsoptie	**Rijks-begroting**	**2025**	**2026**	**2027**	**2028**	**2029**	**2030**	**2031**	**2032**	**Struc**	**Cum.**
5.7 Verhogen belastingvermindering of verlagen EB tarieven											
- verhoging belastingvermindering	Ja		-386	-753	-1.104	-1.438	-1.760	-2.118	-2.461	Ja	
- verlaging EB	Ja		-445	-1.084	-1.634	-2.192	-2.777	-2.972	-2.972	Ja	
- voor mkb	Ja		-567	-1.342	-2.032	-2.738	-3.437	-3.715	-3.715	Ja	
5.8 Verlagen EB tarieven voor (middel)grote verbruikers											
- maximaal	Ja		-421	-896	-1.416	-1.979	-2.588	-3.054	-3.054	Ja	
- budgetneutraal	Ja		-445	-1084	-1.634	-2.192	-2.777	-2.972	-2.972	Ja	
- tarieven in de eerste, tweede en derde schijf elektriciteit	Ja		-567	-1342	-2.032	-2.738	-3.437	-3.715	-3.715	Ja	

BIJLAGE 6

Bundel beleidsopties

Beleidsoptie 3.1 Flexibiliseren kleinverbruikers	5
Beleidsoptie 3.2 Energie besparen in de gebouwde omgeving	16
Beleidsoptie 3.3 Prijsgarantie warmtenetten	27
Beleidsoptie 3.4 Flexibiliseren grootverbruikers	31
Beleidsoptie 3.5 Sterker handhaven energiebesparingsplicht	36
Beleidsoptie 3.6 Aanjagen energiehubs	43
Beleidsoptie 3.7 Locatie sturen via energieplanologie	47
Beleidsoptie 3.8 Invoeren van verschillende biedzones binnen NL	53
Beleidsoptie 3.9 Gerichter investeren in elektrolysers op de juiste locatie	55
Beleidsoptie 3.10 Actiever grondbeleid voeren op ruimtelijke inpassing	59
Beleidsoptie 3.11 Net zwaarder belasten en redundantiecapaciteit vrijgeven	64
Beleidsoptie 3.12 Intensiveren Innovatieregeling MOOI	68
Beleidsoptie 3.13 Uitvoeren Actieplan Digitalisering van het Energiesysteem	71
Beleidsoptie 3.14 Andere Systeemkeuzes – minder wind- en meer kernenergie	73
Beleidsoptie 3.15 Andere systeemkeuzes manken – minder stroom en meer waterstof	77
Beleidsoptie 3.16 Breder benutten van net op zee	84
Beleidsoptie 4.1 inzetten op EU harmonisatie methodologie nettarieven	93
Beleidsoptie 4.2 Veilen transportcapaciteit	95
Beleidsoptie 5.1 Subsidiëren netbeheerder(s) of anders verdelen kosten in de tijd	98
Beleidsoptie 5.2 Aanpassen financieringsmodel	110
Beleidsoptie 5.3 Vergroten van het aandeel dynamische contracten	113
Oplegger beleidsopties verdelingsvraagstuk kosten huishoudens	118
Beleidsoptie 5.4 Introduceren sociaal (leverings-)tarief	120
Beleidsoptie 5.5 Oprichten publiek energiefonds	125
Beleidsoptie 5.6 Compenseren elektriciteitskosten industriële afnemers	131
Beleidsoptie 5.7 Verhogen belastingvermindering of verlagen van de energiebelastingtarieven	136
Beleidsoptie 5.8 Verlagen energiebelastingtarieven voor (middel)grote verbruikers	141
Beleidsoptie 5.9 Net op zee kosten verhalen op ontwikkelaars	144
Beleidsoptie 5.10 Kosten internationaal verdelen	148
Beleidsoptie 5.11 Inzetten op EU-middelen voor interconnectie	152
Beleidsoptie 6.1 Extra verantwoorden in het inkomstenkader	155
Beleidsoptie 6.2 Aanpassen Financiering regionale netbeheerders	158

Beleidsoptie 3.1 Flexibiliseren kleinverbruikers

OMSCHRIJVING	Dit fiche beperkt zich tot flexibel netgebruik door kleinverbruikers. Kleinverbruikers zijn alle aangeslotenen met een aansluiting t/m 3 x 80 Ampère. Daaronder vallen alle huishoudens, maar ook bedrijven en instellingen die een aansluiting t/m 3 x 80 Ampère hebben waarvoor ze een vast capaciteitstarief betalen.
	
	Het elektriciteitsnet moet verzwaard worden om zowel afnamepieken als invoedingspieken te transporteren. Voorkomen van invoedings- en afnamepieken door flexibel elektriciteitsgebruik door kleinverbruikers beperkt de benodigde verzwaring van de laagspanningsnetten en van hoog- en middenspanningsnetten. Om flexibel netgebruik door kleinverbruikers in te zetten zijn de volgende maatregelen nodig.
	
	Maatregel 1 - Flexibiliteit van kleinverbruikers ontsluiten
	- In EU-verband pleiten voor:
	  o Standaard open communicatieprotocol(len) voor slimme apparaten en energiemanagementsystemen; en
	  o Normering van slimme net-intensieve flexibele apparaten bijvoorbeeld via wijziging van de Ecodesign Richtlijn
	- Vooruitlopend daarop:
	  o Nationale normering van slimme laadpalen, warmtepompen, thuisbatterijen en omvormers van zonnepanelen verkennen en, indien mogelijk, invoeren; en
	  o ISDE subsidie voor warmtepompen vanaf 2027 of 2028 alleen nog voor slimme warmtepompen beschikbaar te stellen.
	- *Home energy management* systemen (HEMS) subsidiëren in twee stappen:
	  o Stap 1 (2025/2026): Innovatiesubsidie van 5 miljoen voor interoperabele HEMS-oplossingen
	  o Stap 2 (2027-2030): Investeringssubsidie voor de aanschaf van een HEMS, bijvoorbeeld via de ISDE met een maximum aanvraag van € 200 per consument.
	
	Maatregel 2 – Activeringsmechanismes voor flexibiliteit kleinverbruikers mogelijk maken en ondersteunen
	- De invoering van een nettarief naar tijd en volume gedifferentieerd, al dan niet te ondersteunen met flankerend beleid (bijvoorbeeld via verlaging van de energiebelasting op elektriciteit, waarbij de maatvoering verder moet worden onderzocht)
	- Invoering flexibiliteits-/peakshavingdienst voor kleinverbruikers op basis van congestiemanagament en redispatch. Bovenop gedifferentieerd tarieven kunnen kleinverbruikers een (kleine) vergoeding ontvangen indien zijn hun verbruik aanpassen op de beschikbaarheid van het net. De netbeheerder geeft een signaal waar kleinverbruikers op kunnen reageren.
	- De invoering van een extra netbescherming verkennen, en indien mogelijk, de Energiewet wijzigen om dit mogelijk te maken. Een extra netbescherming houdt in dat productie/verbruik automatisch wordt beperkt als acuut overbelasting dreigt o.b.v. een signaal uit het elektriciteitsnet.

RATIONALE	Op dit moment zijn er voor kleinverbruikers weinig mogelijkheden en prikkels om productie of verbruik van elektriciteit aan te passen. Veel apparaten zijn nog niet slim genoeg, waardoor alleen gedragsmatige aanpassingen mogelijk zijn (“aan een knop draaien”). Een uitzondering zijn

laadpalen. Het *Actieplan slim laden voor iedereen* heeft als doel de elektrische auto zonder comfortverlies in het energiesysteem in te passen. Alle publieke laadpalen zijn slim omdat dit al jaren wordt opgenomen in de aanbestedingen van provincies en gemeentes. In zowel het private als semipublieke domein zijn ongeveer 50% van de laadpalen slim. Dat betekent overigens nog niet dat altijd van deze functionaliteit gebruik wordt gemaakt. Bij het slim maken van apparaten is een mate van standaardisatie nodig om ervoor te zorgen dat verschillende apparaten interoperabel zijn en vendor lock-ins worden voorkomen.

Daarnaast zijn er vrijwel geen activeringsmechanismes die ervoor zorgen dat piekbelasting op het elektriciteitsnet wordt voorkomen. Een activeringsmechanisme voor flexibiliteit is een mechanisme dat op de een of andere manier aangeeft wat een goed moment is om elektriciteit te gebruiken (of te maken), of wat juist een slecht moment is. Het kan bijvoorbeeld gaan om een prijssignaal (hoge of lage prijzen) of om een vorm van directe sturing, waarbij op basis van een signaal uit het elektriciteitsnet productie of verbruik wordt aangepast. Dynamische contracten voor energielevering zijn een voorbeeld van een activeringsmechanisme maar dit is niet per definitie gericht op het afvlakken van alle momenten van piekbelasting beleidsoptie 5.3.

Een al bestaand activeringsmechanisme dat wel stuurt op beperken van de piekbelasting op het elektriciteitsnet zijn de afspraken die samenwerkingsregio's voor nationale laadinfrastructuur bij de concessieverlening voor publieke laadpalen met charge point operators maken over "netbewust laden". Daarbij worden afspraken gemaakt over het verlagen van laadsnelheid in de piekuren op het elektriciteitsnet. Daarnaast zal er bij afschaffing van de salderingsregeling in 2027 een prikkel ontstaan om direct verbruik van eigen opwek te verhogen, waardoor de geproduceerde elektriciteit van zonnepanelen minder wordt ingevoed in het elektriciteitsnet. Dat helpt om piekbelasting in het elektriciteitsnet door veel invoeding van zonnepanelen te voorkomen.

In het Landelijk Actieprogramma Netcongestie (LAN) zijn sinds januari 2024 acties opgenomen om flexibiliteit van kleinverbruikers in te zetten om piekmomenten op het elektriciteitsnet te ontlasten (*Actieagenda netcongestie laagspanningsnetten*). De ingezette acties kunnen worden onderscheiden in twee hoofdmaatregelen en worden hierna nader toegelicht:

- Maatregel 1: Ontsluiten van flexibiliteit van kleinverbruikers, door apparaten slim te maken en energiemanagementsystemen te ondersteunen.
- Maatregel 2: Ontwikkelen van verschillende elkaar aanvullende activeringsmechanismes voor flexibiliteit die ervoor zorgen dat de flexibiliteit van kleinverbruikers wordt ingezet om piekbelasting van het elektriciteitsnet te voorkomen.

Om effect te hebben op de piekbelasting van het elektriciteitsnet is het essentieel dat deze maatregelen tegelijk worden uitgevoerd. Als alleen flexibiliteit wordt ontsloten door apparaten slim te maken maar niet wordt gestuurd op beperken van de piekbelasting, dan kan dat de piekbelasting op het elektriciteitsnet juist verhogen (allemaal tegelijk auto opladen bij veel wind op zee). Als activeringsmechanismes die sturen op voorkomen van de piekbelasting worden ontwikkeld maar er geen slimme apparaten zijn die productie of verbruik kunnen aanpassen, dan leidt dit niet tot een lagere piekbelasting van het elektriciteitsnet. Daarom zijn deze maatregelen in één fiche verwerkt.

De ingezette acties in de actieagenda waren deels nog onderzoeken, waarvan de eerste resultaten nu zijn opgeleverd en vervolgacties zijn of worden ingezet (zie

bijvoorbeeld *kamerbrief stand van zaken netcongestie*). Dit fiche beschrijft daarom voornamelijk reeds ingezet beleid dat concreter moet worden uitgewerkt en voortgezet om flexibiliteit van kleinverbruikers in te zetten om piekbelasting op het net te voorkomen. In dit fiche worden een aantal dilemma's bij de uitwerking van dit beleid uitgelicht.

Dit fiche gaat eerst in op ontsluiten van flexibiliteit en daarna op activeringsmechanismes voor flexibiliteit.

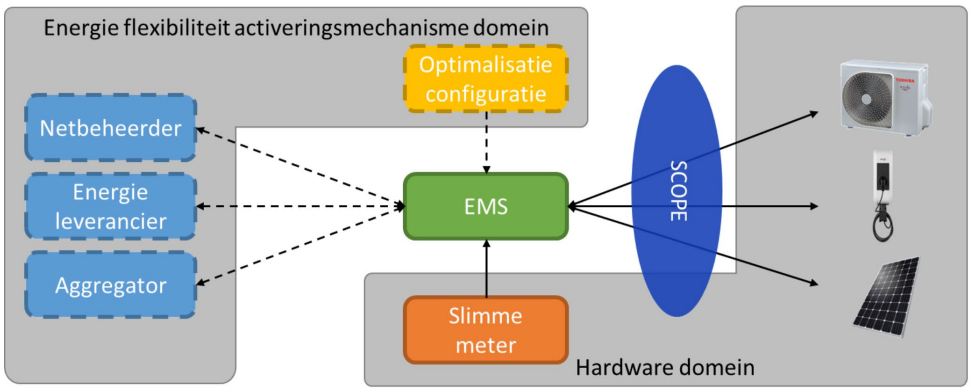
Maatregel 1 – ontsluiten flexibiliteit kleinverbruikers

Uitleg ontsluiten van flexibiliteit kleinverbruikers met slimme apparaten en systemen

Zonder slimme apparaten kan de flexibiliteitspotentie van apparaten van kleinverbruikers niet worden ontsloten. Het is bijvoorbeeld in veel gevallen nog niet goed mogelijk om een warmtepomp slim in te zetten. Met slimme apparaten en -systemen kan de kleinverbruiker bijvoorbeeld zijn comfortwens doorgeven, zoals dat de temperatuur in huis 1 graden boven of onder de op de thermostaat ingestelde temperatuur mag variëren. De warmtepomp kan vervolgens binnen die randvoorwaarden zo worden ingezet dat het net wordt ontlast.

De opschaling van HEMS (home energy management systeem) speelt hierbij een belangrijke rol, om de inzet van flexibiliteit van verschillende apparaten te coördineren. Een HEMS is de schakel tussen het elektriciteitsnet/elektriciteitsmarkt enerzijds en verschillende slimme apparaten in een woning anderzijds. De volgende figuur uit een onderzoek van TNO geeft de rol van een energiemanagementsysteem schematisch weer. Een HEMS kan bijvoorbeeld helpen om eigen verbruik van zonnestroom te verhogen, wat aantrekkelijker wordt i.v.m. afbouw van de salderingsregeling vanaf 2027 (verbuik achter de meter optimaliseren). Ook wordt het steeds belangrijker om te kunnen blijven elektrificeren, terwijl rekening wordt gehouden met netcongestie. Een techniek als een HEMS kan hieraan bijdragen door de inzet van net-intensieve apparaten als warmtepompen, airco's, laadpalen en thuisbatterijen te coördineren.

Een HEMS is ook een belangrijk ontkoppelpunt tussen techniek voor- en achter de meter. Apparaten zijn primair gericht op comfort voor de eindgebruiker terwijl activatiemechanismen het elektriciteitsnet zo goed mogelijk proberen te ondersteunen. Daarnaast hebben apparaten een lange levensduur waarbinnen nieuwe activatiemechanismen zullen ontstaan. Zie voor meer informatie *TNO, de rol van slimme apparaten bij netcongestie op het laagspanningsnet*.



Figuur 3.1: Schematisch overzicht van het EMS en de systemen waar het mee communiceert

Het is belangrijk dat verschillende slimme apparaten met elkaar en met een HEMS overweg kunnen (interoperabiliteit) en dat het makkelijk is om apparaten van

verschillende fabrikanten eenvoudig te combineren (composabiliteit), zodat *vendor lock-ins* worden voorkomen. Open standaard communicatieprotocollen zijn hiervoor van belang. Door het ontbreken van open standaard communicatieprotocollen zijn er nu nog onvoldoende interoperabele HEMS-oplossingen beschikbaar. Er zijn oplossingen met een gesloten communicatieprotocol (en dus risico op vendor lock-in) en er zijn partijen die werken aan open HEMS-oplossingen, maar die daarbij belemmerd worden door de vele communicatieprotocollen van verschillende apparaten.

Rol Rijksoverheid bij ontsluiten flexibiliteit kleinverbruikers met slimme apparaten en systemen
De Rijksoverheid moet:

- Definiëren wat een "slim" apparaat is door hier normen voor te ontwikkelen; en
- Zorgen dat de adoptie van slimme apparaten en energiemanagementsystemen zo groot mogelijk is, door normering en subsidiëring.

De ontwikkeling van normen voor slimme laadpalen en laaddiensten is al verder gevorderd. Het Ministerie van Infrastructuur en Waterstaat heeft NEN opdracht gegeven om een Nederlandse Technische Afspraak (NTA) voor slimme laadpalen en laaddiensten te ontwikkelen. Deze NTA is afgerond. Het Ministerie van KGG is recent met NEN een traject gestart om een norm voor een slimme warmtepomp te realiseren. Het ministerie van KGG is daarnaast met NEN een brede verkenning gestart naar een open standaard communicatieprotocol voor slimme apparaten en energiemanagementsystemen in het algemeen. De resultaten van de verkenning worden rond de zomer van 2025 verwacht.

Bovenstaande normen die met de NEN tot stand komen definiëren waar een slim apparaat aan moet voldoen en wat het moet kunnen. Deze normen zorgen er nog niet voor dat er geen 'domme' apparaten meer worden geïnstalleerd. Daarvoor is apart beleid nodig. In de Subsidieregeling Private Laadinfrastructuur bij bedrijven wordt als eis gesteld dat de laadpalen slim zijn. Dit omvat echter niet de thuislaadpalen van kleinverbruikers. Voor warmtepompen is een mogelijkheid om de ISDE-subsidie voor warmtepompen alleen nog maar toe te kennen aan slimme warmtepompen. Voor andere apparaten, zoals thuislaadpalen, thuisbatterijen en omvormers van zonnepanelen is er geen subsidieregeling. Daarvoor zullen andere maatregelen nodig zijn, zoals verankering in wet- en regelgeving. Idealiter gebeurt dat op EU-niveau, maar een mogelijkheid is om hier nationaal op vooruit te lopen.

De overheid kan daarnaast een brede adoptie van interoperabele HEMS bevorderen door de uitrol financieel te ondersteunen. Dat kan in twee fasen:

- Innovatie (2025/2026): De techniek voor een HEMS is nog niet marktrijp en moet doorontwikkeld en getest worden. Het is belangrijk om verschillende (home) energy managementsystemen en verschillende open communicatieprotocollen in de praktijk te testen te testen op interconnectiviteit en interoperabiliteit. De Rijksoverheid kan hiervoor innovatiesubsidies beschikbaar stellen van 5 miljoen voor het testen, demonstreren en doorontwikkelen van verschillende HEMS-oplossingen op interoperabiliteit en interconnectiviteit.
- Opschaling (2027-2030): Als er interoperabele HEMS-oplossingen op de markt komen, kan de Rijksoverheid het gebruik van een HEMS door consumenten aanjagen door een subsidie beschikbaar te stellen voor HEMS die voldoet aan de eisen rondom interoperabiliteit en openheid. Dit kan bijvoorbeeld met een investeringssubsidie voor de aanschaf van een

HEMS, bijvoorbeeld via de ISDE met een maximum aanvraag van €200 per consument.

Dilemma's
Een dilemma is of het wenselijk is om nationaal te definiëren wat slimme apparaten en -systemen zijn en via beleidsinstrumenten (subsidies, normering) te voorkomen dat er nog (veel) domme apparaten worden geïnstalleerd. Het gaat hierbij namelijk om producten die op een wereldwijde markt worden verkocht. Idealiter worden daarom op EU-niveau eisen gesteld aan apparaten. Een herziening van de Ecodesign verordening, waarbij in plaats van voornamelijk eisen aan energie-efficiëntie van apparaten (huidige situatie) er ook eisen gesteld worden aan de "slimheid" van apparaten is daarvoor wellicht een mogelijkheid. Er is op dit moment echter geen zicht op een tijdige herziening van de Ecodesign verordening. De Rijksoverheid kan in EU-verband bepleiten dat zo'n herziening er moet komen. Om te voorkomen dat de komende jaren steeds meer 'domme' apparaten worden geïnstalleerd is daarom vooruitlopend op Europees beleid nationaal beleid noodzakelijk. Dat brengt het risico met zich mee dat er gedurende een periode nationaal slimme apparaten worden verkocht die aan een andere standaard voldoen dan een op een later moment gedefinieerde Europese standaard. Het voordeel is dat er dan in ieder geval meer slimme apparaten zijn geïnstalleerd, dan wanneer een Europese standaard wordt afgewacht.

Beleidsopties
Het basispad definiëren we hierbij als voortzetting van de NEN-trajecten definiëren wat een apparaat slim maakt.

Aanvullend beleid / vervolgstappen zijn:
- In EU-verband pleiten voor:
    - Standaard open communicatieprotocol(len) voor slimme apparaten en energiemanagementsystemen; en
    - Europese normering van slimme net-intensieve flexibele apparaten bijvoorbeeld via wijziging van de Ecodesign Richtlijn
- Vooruitlopend daarop:
    - Nationale normering van slimme laadpalen, warmtepompen, thuisbatterijen en omvormers van zonnepanelen verkennen en, indien mogelijk, invoeren; en
    - ISDE subsidie voor warmtepompen vanaf 2027 of 2028 alleen nog voor slimme warmtepompen beschikbaar te stellen.
- HEMS subsidiëren in twee stappen:
    - Stap 1 (2025/2026): Innovatiesubsidie van 5 miljoen voor interoperabele HEMS-oplossingen
    - Stap 2 (2027-2030): Investeringssubsidie voor de aanschaf van een HEMS, bijvoorbeeld via de ISDE met een maximum aanvraag van €200 per consument.

Maatregel 2 – activeringsmechanismes voor flexibiliteit kleinverbruikers
Toelichting verschillende activeringsmechanismes
De activeringsmechanismes die sturen op reductie van de piekbelasting op het elektriciteitsnet kunnen worden onderscheiden in preventieve en reactieve activeringsmechanismes.

De minst ingrijpende maatregel is om door communicatie kleinverbruikers ervan bewust te maken dat verschuiven van verbruik wenselijk is. Een aanvullende stap is de invoering van een naar tijd en volume gedifferentieerd nettarief voor kleinverbruikers (Een andere preventieve maatregel is eisen te stellen bij het

verlenen van concessies voor publieke laadpalen (door de regio's van de Nationale Agenda Laadinfrastructuur). Daarin worden afspraken gemaakt over de beperking van de laadsnelheid tijdens piekuren op het net. Deze preventieve maatregelen gelden landelijk, ongeacht de precieze situatie op het net in een bepaalde wijk of regio.

De reactieve maatregelen richten zich op het voorkomen van overbelasting van het elektriciteitsnet in de wijk of regio als daar overbelasting dreigt. Reactieve maatregelen worden dus pas ingezet/geactiveerd als de preventieve maatregelen onvoldoende effect sorteren om overbelasting te voorkomen. Een voorbeeld van een reactieve maatregel is congestiemanagement, waarbij kleinverbruikers tegen vergoeding met de netbeheerder afspraken maken om verbruik aan te passen. Dat kan ook vorm krijgen op een manier waarbij de netbeheerder of een intermediair (energieleverancier/aggregator/charge point operator) tegen vergoeding en met instemming van de consument apparaten aanstuurt binnen de comfortwens van de kleinverbruiker. Bijvoorbeeld: dat voor het afschakelen van zon-PV om overbelasting van het elektriciteitsnet te voorkomen de netbeheerder een (gestandaardiseerde) vergoeding gaat betalen, zoals ook gesteld in de Europese wetgeving. Het is op dit moment nog een openstaande vraag of een vorm van congestiemanagement mogelijk is om overbelasting van het laagspanningsnet tegen te gaan, vanwege de kleine schaal waarop een netbeheerder flexibiliteit moet inkopen. Bij een laagspanningsnet kan het gaan om honderd woningen met enkele tientallen laadpalen die dan flexibiliteit moeten leveren om overbelasting te voorkomen. Daarom kan er te weinig aanbod van flexibiliteit en ook marktmacht voor de weinige aanbieders van flexibiliteit zijn. Dit kan mogelijk worden tegengegaan door te werken met gestandaardiseerde vergoedingen. Ook kunnen er prikkels zijn om te gamen, door bijvoorbeeld de congestie te verergeren (expres laden in piekuren) en vervolgens tegen vergoeding de vraag te beperken. Tegelijkertijd zijn er vanuit het Verenigd Koninkrijk positieve ervaringen met dergelijke diensten, zie o.a. Octupus Energy "Demand Shift" waarin kleinverbruikers hun verbruik tijdelijk aanpassen tegen een (kleine) vergoeding. Bezien vanuit het doel van het IBO is inzetten van inkoop van flexibiliteit alleen wenselijk als dit leidt tot lagere kosten voor de netbeheerder dan verzwaring van het elektriciteitsnet.

De laatste reactieve maatregel is om extra netbescherming te installeren. De netbescherming werkt zo dat op het moment dat het net echt overbelast dreigt te raken er een signaal gaat naar de slimme apparaten of energiemanagementsystemen om productie/verbruik te beperken. Het is in feite een noodknop om stroomuitval te voorkomen. Deze noodknop wordt mogelijk door de aanwezigheid van slimme apparaten. De noodknop wordt geactiveerd als alle vrijwillige flexibiliteit er niet toe heeft geleid dat overbelasting van het elektriciteitsnet wordt voorkomen. Bij een hoge adoptiegraad van energiemanagementsystemen kan zo'n signaal op aansluitingsniveau worden gestuurd, waarbij (het energiemanagementsysteem van) de kleinverbruiker nog kan kiezen welk apparaat wordt beperkt. Bij een lage adoptiegraad van energiemanagementsystemen zal het noodsignaal direct naar apparaten gaan, zoals een laadpaal of warmtepomp die het signaal vervolgens opvolgt. In Duitsland bestaat op dit moment al een dergelijk systeem onder artikel 14a van het Energiewirtschaftsgesetz. Op basis van dit artikel kunnen netbeheerders tijdelijk de output van zwaardere assets beperken (zoals warmtepompen en EV-laders) wanneer overbelasting dreigt. Consumenten krijgen in ruil hiervoor of een vaste jaarlijkse vergoeding voor (€110-€190) of een korting op de elektriciteitsprijs (tot wel 60%).

Om met deze maatregelen daadwerkelijk ook netwerkinvesteringen te voorkomen zullen netbeheerders zekerheid nodig hebben over de beschikbaarheid van de flexibiliteit. Hiervoor zijn specifieke aansluit en transportvoorwaarden wenselijk, zoals een non-firm ATO voor de flexibele apparaten. Deze zou gestapeld kunnen worden op een vaste ATO die het niet flexibele deel van de kleinverbruikers-vraag dekt.

Gezamenlijk moeten deze activeringsmechanismes (gedifferentieerd nettarief, congestiemanagement, extra netbescherming) ervoor zorgen dat het net niet overbelast raakt. De kleinverbruiker is daarbij in beginsel vrij om te bepalen hoe hij reageert op de prikkels van bijvoorbeeld een tijdsafhankelijk nettarief of congestiemanagement. Als uiterste middel kan een noodknop worden geactiveerd om stroomuitval te voorkomen.

Rol Rijksoverheid bij invoering activeringsmechanismes
De Rijksoverheid is al actief bezig met communicatie. In de meest recente 'zet-ook-de-knop-om-campagne' wordt aandacht besteedt aan verschuiven van elektriciteitsverbruik naar momenten buiten de piek op het elektriciteitsnet.

Besluitvorming over een nieuwe tariefstructuur voor kleinverbruikers en congestiemanagement is op grond van Europees recht de exclusieve bevoegdheid van de ACM. De invoering van een gedifferentieerd in plaats van een vlak capaciteitstarief zorgt ervoor dat kleinverbruikers die veel elektriciteit verbruiken (warmtepomp, elektrische auto) meer gaan betalen. Zij kunnen die stijging van de netkosten enigszins beperken door de warmtepomp en laadpaal slim in te zetten. De Rijksoverheid kan de invoering van een tijdsafhankelijk nettarief voor kleinverbruikers ondersteunen, terwijl de prikkel voor slim netgebruik aan de marge behouden blijft. Dat kan bijvoorbeeld door de energiebelasting op elektriciteit te verlagen. Dat compenseert voor de stijging van de netkosten voor kleinverbruikers die veel elektriciteit gebruiken (laadpaal, warmtepomp). De prijsverschillen tussen uren blijven echter even groot, waardoor de prikkel om verbruik van piekuren naar daluren te verschuiven ongewijzigd blijft. De maatvoering van zo'n verlaging van de energiebelasting moet verder worden uitgewerkt.

De invoering van een extra netbescherming is een *last resort* maatregel waarbij productie/verbruik van specifieke apparaten (zoals laadpalen) automatisch wordt beperkt om stroomuitval te voorkomen. De ACM kan daar zonder expliciete wettelijke grondslag in de Energiewet of andere wetgeving waarschijnlijk niet over beslissen. De Rijksoverheid kan deze wettelijke grondslag mogelijk creëren. In Duitsland is bijvoorbeeld een soortgelijke wetswijziging doorgevoerd, waarbij netbeheerders op piekmomenten het vermogen van bepaalde apparaten kunnen beperken tot 4,2 kW. Met een expliciete wettelijke grondslag kan de maatregel door netbeheerders en de ACM mogelijk verder worden uitgewerkt.

Dilemma's
Er is een afruil tussen (i) baten van ongelimiteerd netgebruik door kleinverbruikers en (ii) kosten van het elektriciteitsnet. Hoe sterker de activeringsmechanismes sturen op beperken van de piekbelasting op het elektriciteitsnet, hoe meer impact dat heeft op de kleinverbruiker. Er kan voor de consument impact zijn in de vorm van comfortverlies (auto niet op tijd volgeladen / temperatuur in huis niet op gewenste niveau) of financiële impact (minder opbrengst zonnepanelen/thuisbatterij).

In een toekomst met slimme apparaten, energiemanagementsystemen en activeringsmechanismes voor flexibiliteit is goed denkbaar dat de burger zijn comfortwens doorgeeft en de slimme apparaten en energiemanagementsystemen het elektriciteitsverbruik optimaliseren, zodat aan de comfort-wens is voldaan. De consument geeft bijvoorbeeld aan hoe laat zijn elektrische auto volgeladen moet zijn of binnen welke bandbreedte om de op de thermostaat ingestelde temperatuur de binnentemperatuur mag variëren. Een gedifferentieerd nettarief en congestiemanagement zorgen dan voor de prijsprikkels voor de optimalisatie. Hiervoor is nodig dat de burger zijn comfortwens doorgeeft en bereid is om energieverbruik te laten optimaliseren. Een extra netbescherming is dan een last resort om stroomuitval te voorkomen. Als de netbescherming (frequent) wordt geactiveerd, dan zal dat opgevat worden als een signaal dat het elektriciteitsnet verzwaard moet worden.

Een grotere reductie van de piekbelasting (en dus investeringen in het elektriciteitsnet) is mogelijk als de burger of de maatschappij bereid is om een grotere impact op het comfort te accepteren. Het is denkbaar dat sommige burgers zelf bereid zijn om comfortverlies te accepteren, al ze daar financieel voor gecompenseerd worden. Hierbij speelt ook mee hoe vaak zoiets voorkomt.

Het is daarbij overigens zeer de vraag of het mogelijk is om met beleidsinstrumenten een reductie van de piekbelasting mét comfortverlies af te dwingen. Beleidsmatig is dan bijvoorbeeld nodig dat:

(i) De prijsverschillen tussen piek- en dalmomenten sterk moet worden gedifferentieerd in het nieuwe nettarief
(ii) Deelname aan congestiemanagement met gestandaardiseerde prijzen moet wordt verplicht;
(iii) Maatschappelijk moet worden geaccepteerd dat de extra netbescherming met enige regelmaat geactiveerd wordt met impact op comfort tot gevolg en dat niet direct een reden is om het elektriciteitsnet in de wijk uit te breiden.

Het moet nader onderzocht worden of dit passend is binnen de Europese kaders. De kern van de taken van netbeheerders is namelijk om het vermogen van het systeem te waarborgen om op lange termijn te voldoen aan een redelijke vraag naar de distributie van elektriciteit. Dat betekent dat wanneer netgebruikers bereid zijn om de kosten van netverzwaring te dragen (geborgd via kostenreflectieve nettarieven), de netbeheerders aan de vraag moeten voldoen door te investeren of – als dat goedkoper is – flexibiliteit in te kopen.

Risico van te sterk sturen op lagere netkosten is dat de beperking van de investeringen in het elektriciteitsnet niet opweegt tegen de overlast die kleinverbruikers ondervinden. Zij kunnen er niet meer op rekenen dat de auto op tijd is opgeladen of de temperatuur in huis op het gewenste niveau is. Dat brengt ook als risico met zich mee dat het draagvlak voor verduurzaming afneemt. Installeren van een warmtepomp is minder aantrekkelijk als je op een koude winterdag de woning niet goed warm krijgt. Aanschaf van een elektrische auto is ook minder aantrekkelijk als de laadzekerheid in het geding komt.

In het basispad is een Afschaffing salderingsregeling per 2027 opgenomen

Mogelijk aanvullend beleid / vervolgstappen zijn:

- De invoering van een gedifferentieerd nettarief, al dan niet met flankerend beleid, zoals een verlaging van de energiebelasting op elektriciteit;

	- In overleg met regionale netbeheerders, marktpartijen en de ACM onderzoeken hoe flexibiliteitsdiensten of peak shaving diensten bij kleinverbruikers gestimuleerd kunnen worden door ofwel congestiemangement vergoedingen en/of aansluit en transport voorwaarden. - De invoering van een extra netbescherming verkennen, en indien mogelijk, de Energiewet wijzigen om dit mogelijk te maken. Een extra netbescherming beperkt automatisch productie/verbruik als acuut overbelasting dreigt o.b.v. een signaal uit het elektriciteitsnet.
EFFECTEN	*Effect voor combinatie van beleidsopties* Netbeheer Nederland en BCG hebben t.a.v. laagspanningsnetten een aantal scenario's doorgerekend waarin het gecombineerde effect van een aantal maatregelen is doorgerekend. De maatregelen betreffen: - Flexibiliteit kleinverbruikers (scope van dit fiche) - Energiebesparing gebouwde omgeving *Scenario's* De doorrekening kent een basisscenario, waar drie scenario's (laag, midden, hoog) met aanvullende maatregelen tegen worden afgezet. De gedachte achter de scenario's is als volgt: 0. Het basisscenario is gebaseerd op het IP2024/FIEN+. In het basisscenario is rekening gehouden met afschaffing van de salderingsregeling. Het basisscenario kent een ambitieuze aanname voor warmtenet-adoptie (20%), waarvoor aanvullend beleid nodig is. 1. In het lage scenario worden er financiële prikkels ingevoerd, zoals het tijdsafhankelijk nettarief, maar de kleinverbruiker vrij is om te kiezen of en hoe hij op deze prikkel reageert. In dit scenario reageert een deel van de kleinverbruikers op deze prikkels (in 2030: 60% voor private EV-laders en 30% voor warmtepompen). Publieke EV-laders worden netbewust geladen. Er zijn geen aanvullende maatregelen voor energiebesparing opgenomen. 2. In het midden-scenario worden alle slimme apparaten maximaal ingezet om flexibiliteit te leveren, maar wordt de comfort-eis van kleinverbruikers geaccepteerd. Ook zon-PV op dak wordt beperkt tot 50% van het piekvermogen van de panelen. Er zijn extra maatregelen voor energiebesparing opgenomen. 3. In het hoge scenario is ook gekeken wat het effect is als ook de comforteisen opgerekt worden. Dit leidt op piekmomenten tot verregaande reductie van warmtepompen, EV-laders en zon-op-dak. En er zijn nog strengere energiebesparingseisen opgenomen. De aanwezigheid van slimme apparaten is een randvoorwaarde voor zowel het lage, midden als hoge scenario. *Effecten scenario's* Afhankelijk van het scenario kunnen maatregelen om flexibiliteit van kleinverbruikers in te zetten leiden tot een CAPEX-reductie op het laagspanningnet tegen 2040 van ca. 7% (lage scenario), 27% (midden scenario) tot 41% (hoge scenario) Voor de periode tot 2030 neemt het aantal knelpunten wel af, waardoor meer partijen kunnen worden aangesloten op het net, maar leidt dit niet direct tot lagere netkosten. Dat komt doordat netbeheerders in het basisscenario niet alle knelpunten op tijd kunnen oplossen d.m.v. verzwaring (maakbaarheidsgat). Na 2030 leiden de scenario's wel tot een minder investeringen in het laagspanningsnet ten opzichte van het basisscenario. *Conclusie*

	De doorrekening van de effecten door Netbeheer Nederland en BCG laat zien wat er aan besparing op de netkosten mogelijk is door meer of minder in te zetten op flexibiliteit van kleinverbruikers om piekbelasting van het elektriciteitsnet te voorkomen. De doorgerekende scenario's zijn echter vergaand. In het middenscenario is de aanname dat alle slimme apparaten worden ingezet om piekbelasting op het elektriciteitsnet te voorkomen. Dat zou bijvoorbeeld betekenen dat alle kleinverbruikers slimme warmtepompen en laadpalen hebben en van die functionaliteit gebruik maken om piekbelasting te voorkomen. Ook zon-PV wordt beperkt om piekbelasting door veel invoeding te voorkomen. Zo'n brede inzet van flexibiliteit is in de praktijk niet te realiseren met beleidsinstrumenten. In het hoge scenario wordt daarnaast op piekmomenten niet meer aan de comfort-wens van de kleinverbruiker voldaan. Het hoge scenario biedt daarmee inzicht in de impact die "loslaten" van de comfort-eisen heeft op de investeringen in het net. Het hoge scenario is echter geen realistisch beleidsscenario, tenzij veel burgers bereid zijn om een comfortverlies te accepteren. *De maatregelen in dit fiche zullen waarschijnlijk dan ook leiden tot een CAPEX besparing ergens tussen scenario laag (7%) en midden (27%).*
RAND-VOORWAARDEN	*Ruimtelijke ordening/energieplanologie* - Deze beleidsoptie beperkt de ruimte die nodig is voor netverzwaring. Er zijn in de periode tot en met 2040 bijvoorbeeld minder extra transformatorhuisjes nodig is de gebouwde omgeving. *Betrokken partijen en draagvlak* - Zoals hiervoor toegelicht is de Rijksoverheid primair verantwoordelijk voor het ontsluiten van flexibiliteit door slimme apparaten en -systemen. Uiteindelijk is het wenselijk dat dit beleid op EU-niveau vorm krijgt, maar het is onwenselijk om daarop te wachten. Dit beleid heeft vooral impact op apparaatfabrikanten, ontwikkelaars van HEMS-oplossingen en netbeheerders, energieleveranciers en aggregators. - De invoering van een tijdsafhankelijk nettarief voor kleinverbruikers en congestiemanagement voor kleinverbruikers is de primaire verantwoordelijkheid van de ACM. De Rijksoverheid kan de invoering van een tijdsafhankelijk nettarief voor kleinverbruikers mogelijk maken door de randvoorwaarden op orde te brengen en te ondersteunen met flankerend beleid. Dit beleid heeft vooral impact op de kleinverbruikers zelf. Daarnaast heeft het beleid impact op netbeheerders, energieleveranciers en aggregators. - Bij de vormgeving en uitwerking van een extra netbescherming zijn, naast de kleinverbruikers zelf, de Rijksoverheid, de ACM, netbeheerders, apparaatfabrikanten en HEMS-ontwikkelaars betrokken. *Regulering* - Zowel Europese (Ecodesign) als nationale normering van slimme apparaten vereist een juridische analyse. - Opnemen van voorwaarden aan slimme apparaten in subsidie-regelingen (zoals ISDE voor warmtepompen) is zeer waarschijnlijk mogelijk. - Subsidiëring van HEMS is mogelijk, al moet worden gekeken welke bestaande subsidieregeling hiervoor het meest geschikt zijn. - De invoering van een tijdsafhankelijk nettarief en congestiemanagement voor kleinverbruikers is de exclusieve bevoegdheid van de ACM, op voorstel van netbeheerders. De Rijksoverheid kan maatregelen nemen om de invoering mogelijk te maken en te ondersteunen. - De ontwikkeling van een flexibiliteitsdienst voor kleinverbruikers vereist nader onderzoek.

- De invoering van een technisch vangnet vereist een verdere juridische analyse.

Uitvoering

- Het zal enkele jaren duren voordat slimme apparaten en interoperabele HEMS-oplossingen de norm worden. De precieze timing verschilt per apparaat. Laadpalen zijn vaak al slim, terwijl dat voor warmtepompen vaak nog niet het geval is. Voor de eenvoud gaan we uit van de periode tot 2028. Alle apparaten die daarna geïnstalleerd worden zijn slim. Het potentieel om d.m.v. flexibiliteit piekbelasting op het elektriciteitsnet te voorkomen neemt daardoor vooral na 2028 toe.
- Ook voor de invoering van activeringsmechanismes zijn enkele jaren nodig. De invoering van een tijdsafhankelijk nettarief voor kleinverbruikers wordt nu ingeschat in de periode tussen 2028 en 2030, waarbij netbeheerders, Rijksoverheid en de ACM onderzoeken of dit eerder kan.

BUDGETTAIRE GEVOLGEN

Voor de subsidie voor opschaling van interoperabele HEMS-oplossingen is budget nodig:

- Fase 1 (innovatie):
  - 2025: € 1,5 mln.
  - 2026: € 3,5 mln.
- Fase 2 (opschaling)
  - 2027: € 10 tot € 15 mln.
  - 2028: € 15 tot € 20 mln.
  - 2029: € 20 tot € 30 mln.
  - 2030: € 30 tot € 40 mln.

Hoewel geen direct uitgave van de Rijksoverheid kent de inzet van flexibiliteitsvergoedingen door de netbeheerder ook kosten die in de netwerktarieven zullen worden verwerkt. Ook maatregelen ten aanzien van energiebesparing kosten geld.

IN MLN.	2025	2026	2027	2028	2029	2030	STRUC.	CUM.
Fase 1	1,5	3,5					Nee	5
Fase 2			15	20	30	40	Nee	105

RELATIE TUSSEN BELEIDSOPTIES

Deze optie is onderdeel van het cluster kleinverbruikers, bestaande uit optie 3.1 Flexibiliseren kleinverbruikers, 3.2 Energie besparen in de gebouwde omgeving en 3.3 Prijsgarantie warmtenetten.

Beleidsoptie 3.2 Energie besparen in de gebouwde omgeving

OMSCHRIJVING

Deze beleidsoptie is gericht op het verder beperken van de warmtevraag in de gebouwde omgeving door isolatie. In woningen en utiliteitsgebouwen waarin een hybride (warmtepomp) is/wordt geïnstalleerd, draagt dit bij aan een lager elektriciteitsverbruik en lagere (piek)belasting van het laagspanningsnet. Een mix aan aanvullende faciliterende maatregelen, subsidiëring, normering en beprijzing kan de reductie van de warmtevraag versnellen.

Faciliteren
(Persoonlijk) advies en informatie, via Verbeterjehuis, maatwerkadvies, advies energiebedrijven, Zet ook de knop om (ZODKO)-campagne, Versnellingsagenda particuliere verhuur[1] etc. Hierop inzetten kan helpen om huishoudens bewust te maken van het netgebruik.
Subsidiëren
1. Verlenging en aanpassing van de Investeringssubsidie duurzame energie en energiebesparing (ISDE), de Subsidieregeling Verduurzaming en Onderhoud Huurwoningen (SVOH) en de Subsidieregeling verduurzaming gebouwen van Verenigingen van Eigenaren (SVVE) voor isolatie t/m 2040.
2. Extra (en meer structurele) middelen voor het Nationaal Isolatieprogramma (NIP)[2] en uitbreiding van doelgroepen die van het NIP gebruik kunnen maken
3. Middelen voor continuering Nationaal Warmtefonds, waaronder de renteloze lening
4. Verhoging van het MEER (Meerjarige Experimenten Effectieve Verbouwstromen)-subsidiebudget voor het verder opschalen van verduurzaming en innovatieve concepten.
Normeren
1. *Koop (bestaande bouw):* Normering van het isolatieniveau van bestaande koopwoningen, bijv. door te verplichten dat woningen na aankoop naar de isolatiestandaard moeten worden geïsoleerd.[3] Er gelden op dit moment nog geen eisen voor het isolatieniveau van bestaande koopwoningen en vve's.
2. *Huur (bestaande bouw):* Verdergaande normering in de huur, bijv. door te verplichten dat huurwoningen naar de isolatiestandaard moeten worden geïsoleerd bij wisseling van bewoners. Per 1 januari 2029 worden alle huurwoningen met energielabel E, F, G, uitgefaseerd. Met woningcorporaties is in de Nationale Prestatieafspraken afgesproken dat dit in 2028 plaatsvindt.
3. *Utiliteitsbouw (bestaande bouw):* Het verbreden van de doelgroep voor het invoeren van energieprestatie-eisen, die op grond van de EPBDIV per 2030 worden ingevoerd.[4]
4. *Nieuwbouw:* Inzetten op netbewuste nieuwbouw, waar dat zinvol is. Werken met netbudgetten kan hier onderdeel van uitmaken. Nieuwbouw is netbewust als a) de totale belasting op het net zoveel mogelijk wordt beperkt, b) de belasting zo gelijkmatig mogelijk over de dag wordt verspreid, en c) de belasting op het net tot op zekere mate 'regelbaar' is.

[1] *Deze gaat naar verwachting in Q2 2025 naar de Kamer.*
[2] *De middelen voor de lokale aanpak van het NIP lopen tot 2026. Gemeenten kunnen de middelen tot en met 2030 uitgeven. Op dit moment worden in de lokale aanpak 750.000 woningen aangepakt, met minimaal 1 isolatiemaatregel.*
[3] *Idealiter wordt dit, indien mogelijk, zoveel mogelijk gekoppeld van de gebiedsgerichte aanpak.*
[4] *Op grond van de EPBDIV zijn lidstaten verplicht om minimale energieprestatie-eisen voor bestaande utiliteitsgebouwen in te voeren. Hierdoor moet in 2030 16% van de gebouwen met de slechtste prestatie zijn verbeterd, en in 2033 26% van de gebouwen. Bedrijfshallen (met een industriefunctie) zijn vooralsnog uitgezonderd van de eisen op grond van de EPBD.*

RATIONALE	De algehele elektriciteitsvraag kan worden teruggedrongen het toepassen van betere isolatie in woningen en gebouwen waar een elektrische warmtepomp geïnstalleerd is. Betere isolatie draagt bij aan efficiënter gebruik van een warmtepomp en kan zo de druk op het net verlichten. Een all-electric warmtepomp werkt het meest efficiënt als deze wordt toegepast in een gebouw met energielabel B of hoger, maar in de praktijk hangen er ook veel warmtepompen in woningen met een slechter energielabel.[5] Omdat aardgas in de gebouwde omgeving in toenemende mate wordt uitgefaseerd, zullen steeds meer woningen en utiliteitsgebouwen met een hybride of all-electric warmtepomp worden verwarmd. Samen met de toenemende aantallen zonnepanelen en elektrische auto's zal dit extra elektriciteitsgebruik in veel gevallen leiden tot noodzakelijke netverzwaring[6]. Het elektriciteitsnet kan de energietransitie op dit moment al lastig bijhouden; op veel plekken in Nederland is er onvoldoende transportcapaciteit (netcongestie). Dit remt de verduurzaming (elektrificatie) en leidt tot vertraging van woningbouw omdat nieuwbouwprojecten niet kunnen worden aangesloten op het elektriciteitsnet. Zo neemt het draagvlak voor de transitie af. De overstap van aardgas naar all-electric is een noodzakelijk en gewenst onderdeel van de energietransitie, maar zal leiden tot meer belasting op het elektriciteitsnet. De benodigde netcapaciteit voor warmtepompen in niet geïsoleerde woningen is circa 1,5 tot 2,5 keer zo hoog bij woningen die tot de isolatiestandaard geïsoleerd zijn. Het toepassen van betere isolatie zorgt ervoor dat een gebouw op een lagere temperatuur verwarmd kan worden, waardoor de elektriciteitsvraag lager is dan wanneer minder goed zou zijn geïsoleerd. Bovendien leidt de lagere aanvoertemperatuur tot een hoger rendement van de warmtepomp (*Coëfficiënt of Performance* (COP)) en dus lagere belasting van het net. Verder is het mogelijk om een warmtepomp met een lager vermogen te installeren als een gebouw beter geïsoleerd is. Ook kan er in beter geïsoleerde woningen flexibeler worden omgegaan met de momenten waarop de warmtepomp verwarmt omdat deze woningen de warmte beter vasthouden. Hierdoor kan de warmtepomp op piekmomenten langer terugschakelen zonder dat er comfortverlies optreed. Om ervoor te zorgen dat bij woningen waarin een all-electric warmtepomp is/wordt geïnstalleerd minimaal naar energielabel B en/of naar de standaard wordt geïsoleerd is additionele beleidsinzet nodig. Bij de overstap van gas naar een hybride warmtepomp zal de impact op het elektriciteitsnet relatief beperkt zijn omdat ervanuit wordt gegaan dat op piekmoment wordt overgeschakeld op gas. Wanneer (uiteindelijk) wordt overgestapt op een all-electric warmtepomp zal de elektriciteitsvraag – en belasting op het elektriciteitsnet - hoger zijn dan wanneer (hoofdzakelijk) met aardgas zou worden verwarmd. Het stimuleren van elektrificatie, in veel gevallen de meest efficiënte vorm van verduurzaming, leidt tot een hogere vraag naar transportcapaciteit en kan daardoor op de korte termijn leiden tot meer netcongestie, maar de investeringen in het elektriciteitsnet en maatregelen voor een betere netbenutting ervoor dat deze toenemende vraag naar transportcapaciteit op de langere termijn geaccommodeerd kan worden op het elektriciteitsnet. Door goede isolatie, maar ook door andere maatregelen die de elektriciteitsvraag op piekmomenten beperken, zoals financiële prikkels en flankerend beleid om de

belasting van het elektriciteitsnet meer te spreiden in de tijd, en andere energiebesparende maatregelen zoals overschakelen op zuinigere warmtepompen, kan de netbelasting worden beperkt.

Bijdrage aan andere maatschappelijke baten
Naast de directe impact van het (na-)isoleren van woningen op de laagspanningsnetten, zijn er verschillende andere (maatschappelijke) baten. Het draagt bij aan een lager energiegebruik (bij all-electric een lagere vraag naar elektriciteit) en dus lagere rekening (lagere inkomens worden zo minder geraakt door prijsstijgingen). Een lager benodigd piekvermogen leidt niet alleen tot minder benodigde netcapaciteit maar ook tot minder benodigd op te stellen (regelbaar) piekvermogen in het energiesysteem, wat weer leidt tot lagere kosten en minder ruimtebeslag. Verder draagt een hoger isolatietempo in belangrijke mate bij aan het halen van de klimaatdoelstellingen en wordt Nederland minder afhankelijk van buitenlandse energieleveranciers.

Maatregelen versnelling isolatie in gebouwde omgeving
De volgende maatregelen kunnen bijdragen aan het beperken van de warmtevraag in de gebouwde omgeving. Er kan worden gekozen voor verlenging en intensivering van subsidies om isolatiemaatregelen financieel aantrekkelijk(er) te maken en te houden. Dit kan via generieke of meer wijkgerichte subsidies. Ook kan worden gekozen voor verdergaande normering om isolatie (verder) te versnellen.

Subsidiëren
1. *Vrijmaken van structurele middelen (periode 2031-2040) voor isolatie via de ISDE en SVVE*.[7] Daarnaast is een verhoogd subsidiebedrag mogelijk per woning in de ISDE en de SVOH bij isolatie tot een zeer hoog niveau (bijv. de isolatiestandaard of een zeer energiezuinig pakket zoals in de SVVE). Hierdoor kiezen meer woningeigenaren en VvE's voor vergaande isolatie van hun woning(en). Door de subsidies wordt het aantrekkelijker om (verdergaande) verduurzamingsmaatregelen te nemen.
2. *Vrijmaken van extra of meer structurele middelen voor de lokale aanpak van het Nationaal Isolatieprogramma (NIP)*[8]. Hierdoor kunnen per woning meer isolatiemaatregelen worden genomen en/of er kan ingezet worden op het isoleren van meer woningen, ook na 2030. Daarnaast kunnen de doelgroepen die gebruik kunnen maken van het NIP worden uitgebreid met particuliere verhuurders en mkb'ers. Huishoudens in koopwoningen, huurwoningen en gemengde VvE's kunnen zo verdergaande isolatiemaatregelen nemen (eventueel tot de isolatiestandaard) en ook utiliteitsgebouwen kunnen (dan) worden meegenomen in de lokale aanpak van het NIP. Voordeel is dat met de lokale aanpak kan worden aangesloten op de wijkaanpak en locatiespecifieke netcongestievraagstukken. Ook kan rekening gehouden worden met de alternatieve warmteoplossing die voor een wijk wordt gekozen. Door te isoleren in de wijken die nog niet aan de beurt zijn voor verzwaring kan er meer ruimte vrij komen op het net. Door in wijken waar een warmtepomp-aanpak is gekozen extra (naar de isolatiestandaard) te isoleren, zorgt het daar voor een lager elektriciteitsverbruik (mogelijk ook een lager piekverbruik bij goed

[7] *De middelen voor de ISDE en SVVE lopen nu tot en met 2030. Voor de SVOH zijn ook structurele middelen na 2030 beschikbaar.*
[8] *De middelen voor de lokale aanpak van het NIP lopen tot 2026. Gemeenten kunnen de middelen tot en met 2030 uitgeven. Op dit moment worden in de lokale aanpak 750.000 woningen aangepakt, met minimaal 1 isolatiemaatregel.*

inregelen). Voor een deel van de middelen voor het NIP en het Nationaal Warmtefonds, voor de periode 2026 t/m 2032, kan gekeken worden naar het Social Climate Fund (SCF).

3. *Continuering Nationaal Warmtefonds, waaronder de 0%-lening van het Warmtefonds*[9] *voor huishoudens met een laag en middeninkomen* d.m.v. extra subsidieverstrekking aan stichting Nationaal Warmtefonds, waardoor meer woningeigenaren (met minder financiële armslag) renteloos geld kunnen lenen voor energiebesparende maatregelen. Daarnaast het doorzetten van aantrekkelijke financiering voor verduurzaming door VvE's. Komende jaren gaan gemeenten steeds meer wijkgericht aan de slag met de verduurzaming van woonwijken. Financiering via het Warmtefonds is daarbij essentieel, omdat hierdoor ook woningeigenaren die voor verduurzaming geen spaargeld willen of kunnen gebruiken mee kunnen doen. In combinatie met de lokale aanpak van het nationaal isolatieprogramma en de landelijke subsidies is dit een oplossing voor de resterende financieringsbehoefte. Gemeenten kunnen dan op een verantwoorde wijze een wijk van het aardgas afhalen. Onderzoek van TNO laat zien dat er zo'n 785.000 huishoudens zijn met een (zeer) slecht geïsoleerde koopwoning en een huishoudinkomen tot zo'n €30.000. Voor een deel van de middelen voor het NIP en het Nationaal Warmtefonds, voor de periode 2026 t/m 2032, kan gekeken worden naar het Social Climate Fund (SCF).
4. *Extra subsidiëring voor ontwikkeling van industriële verbouw/renovatiemarkt door grootschalige samenwerkingsverbanden van woningeigenaren en aanbieders zoals bij huidige MEER-subsidie*. Focus ligt daarbij op de opschaling van renovatieconcepten met een lage energievraag (renovatie tenminste naar de isolatiestandaard) en toepassing van slimme digitale energiemanagementsystemen ter voorkoming van netcongestie. Hier zit een groot potentieel om de (ver)bouwcapaciteit op te schalen. Hiervoor moeten belangrijke knelpunten in de sector worden aangepakt zoals de versnippering van de vraag en het aanbod en het gebrek aan samenwerking bij kennisontwikkeling en innovatie. Door koplopers hierin te ondersteunen en ze te stimuleren tot brede samenwerking kunnen innovaties versneld opschalen.

Normeren

Uiteindelijk moet de gehele gebouwvoorraad in 2050 voldoen aan de ZEB-norm (emissievrije gebouwenvoorraad) op basis van de *Energy Performance of Buildings Directive (*EPBD IV). Hierbinnen passen de volgende voorstellen:

1. *Invoering van minimum energieprestatie-eisen voor koopwoningen*, waarbij zo goed mogelijk wordt aangesloten bij het natuurlijke moment van verkooptransacties van woningen om woningen te verduurzamen en daarnaast uiterlijk in 2050 een generieke norm verplicht stellen. Het voorstel is om vanaf 2030 binnen 2 jaar na aankoop van een woning met een slecht energielabel minimaal naar de standaard voor woningisolatie te verduurzamen (door de nieuwe eigenaar), met uitzondering van woningen in VvE's. Voor woningen in VvE's moet worden bezien welke vorm van normering passend is.[10]

[9] *Met de middelen die het kabinet bij de voorjaarsbesluitvorming 2023 beschikbaar heeft gesteld kan het Warmtefonds de renteloze lening (en VvE-korting) aanbieden tot eind 2025.*

[10] *Voor woningen in VvE's is normering op transactiemoment geen logisch moment, omdat in veel gevallen niet alle woningen in een VvE met een verduurzamingsopgave gelijktijdig zullen worden verkocht en voor veel verduurzamingsmaatregelen besluitvorming in de VvE nodig is.*

2. *Invoering van normering die ertoe leidt dat alle huurwoningen naar de isolatiestandaard moeten worden geïsoleerd* bij wisseling van bewoners vanaf 2029.
3. *Invoering van minimum energieprestatie-eisen voor die utiliteitsgebouwen die vooralsnog niet onder de komende eisen op grond van de EPBD IV vallen.* Hierbij gaat het om de industriefunctie (zoals bedrijfshallen) waarbij per 2030 16% van de slecht presterende gebouwen moet worden verbeterd, en per 2033 26%.
4. *Inzetten op netbewuste nieuwbouw waar dat zinvol is.* Door bij nieuwbouw aanvullende eisen te stellen aan het energiegebruik kan de piekbelasting van het gebruik per woning omlaag. Er is een potentie gesignaleerd aan besparing van elektriciteitsgebruik op piekmomenten onder andere door het gebruik van efficiëntere technieken. Door een lagere netbelasting is aansluiting van nieuwbouw op het net eerder mogelijk.
   Overigens geldt dat de lasten en baten van netbewuste nieuwbouw nog inzichtelijk gemaakt moeten worden, om te kunnen bepalen in welke mate en waar het zinvol is, om netbewuste nieuwbouw mee te nemen. Het kan zijn dat er meerkosten verbonden zijn aan maatregelen die onder netbewuste nieuwbouw vallen (bijv. door het kiezen van een andere warmte-installatie, inzet op warmteterugwinning of betere isolatie).

EFFECTEN

Impact op het elektriciteitsnet: In het algemeen draagt het terugdringen van het energiegebruik in de gebouwde omgeving bij aan zowel de duurzaamheid, betrouwbaarheid als de betaalbaarheid van het elektriciteitssysteem, omdat het kan bijdragen aan minder benodigde verzwaring van het net.

CAPEX-impact energiebesparende maatregelen
Netbeheer Nederland en BCG hebben t.a.v. laagspanningsnetten drie scenario's (laag, midden, hoog) doorgerekend. De scenario's zijn afgezet tegen een basisscenario. Door BCG is het gecombineerde effect van een aantal maatregelen voor het cluster 'sturing vraag en opwek kleinverbruikers' doorgerekend. De maatregelen betreffen:

- Flexibiliteit kleinverbruikers
- Energiebesparing gebouwde omgeving (scope van dit fiche)
- Prijsgarantie warmtenetten

De scenario's omvatten dus zowel interventies gericht op flexibiliteit, stuurbaarheid, warmtenetten en energiebesparing. Vanwege de scope van dit fiche wordt hieronder bij de beschrijving van de scenario's alleen specifiek ingegaan op de doorrekening van energiebesparende maatregelen.

Scenario's energiebesparing kleinverbruikerscluster

- Het basisscenario is gebaseerd op de 2024 investeringsplannen van de verschillende netbeheerders (IP2024/FIEN+). In het basisscenario wordt ervanuit gegaan dat een woning waarbij de overstap wordt gemaakt naar een all-electric warmtepomp of LT-warmtenet minimaal naar energielabel B isoleert (wat grotendeels overeenstemt met de isolatiestandaard) en de warmtepomp dan een piekvermogen heeft van 3kW[11].
- In het lage scenario zijn er *geen aanvullende maatregelen* voor energiebesparing opgenomen t.o.v. het basispad.
- In het midden-scenario wordt het piekvermogen voor warmtepompen met *20% verlaagd*. Voor een lucht-water warmtepomp betekent dit een verlaging van het piekvermogen van 3 kW naar 2,5 kW en voor bodem-

[11] *Uitgaande van een COP van 1,9 bij een lucht-water warmtepomp bij -10 graden Celsius.*

water warmtepompen een verlaging van het piekvermogen van 2kW naar 1,6kW.

- In het hoge scenario wordt het piekvermogen voor warmtepompen met *35% verlaagd.* Voor een lucht-water warmtepomp (met een COP van 1,9) betekent dit een verlaging van het piekvermogen van 3 kW naar 2 kW en voor bodem-water warmtepompen een verlaging van het piekvermogen van 2kW naar 1,3kW.[12]

Het lagere piekvermogen in het hoge scenario kan volgens de doorrekeningen worden behaald door het nemen van nog verdergaande energiebesparende maatregelen, bijvoorbeeld door:

  - In plaats van een woning te isoleren naar het niveau van de standaard (basisscenario), alle bouwdelen te isoleren naar de streefwaarden.
    - De isolatiestandaard is in 2021 vastgesteld en geeft handelingsperspectief voor de woningeigenaar voor de isolatiegraad van de woning. Als een woning voldoet aan de standaard hoeft het niet later nogmaals geïsoleerd te worden om voorbereid te worden op verwarmen zonder aardgas, en is haalbaar zonder ingrijpende maatregelen. De streefwaarden zijn bedoeld als niveau wanneer delen van de woning vergaand wordt gerenoveerd, bijvoorbeeld bij het vervangen van het dak. Het is dan verstandig om dat bouwdeel gelijk vergaand te isoleren. Dit kan ervoor zorgen dat een woningeigenaar andere delen van de woning meer vergaand hoeft te isoleren om aan de isolatiestandaard te voldoen. Of, wanneer de hele woning op deze manier wordt verbeterd, kan dus een lagere energievraag ontstaan dan met de isolatiestandaard. [13]
  - Het overstappen naar een lage temperatuur afgiftesysteem, waarbij wordt overgeschakeld van 55 graden Celcius naar 35 graden Celcius, waarbij de COP van een typische lucht-water all-electric warmtepomp verandert van 1,9 naar 2,6.
  - Het stimuleren van overige energiebesparende maatregelen. Denk hierbij bijvoorbeeld aan warmteterugwinning bij douches en ventilatie, ledverlichting en energiezuinige apparatuur.

- In de doorrekening wordt dus grofweg de stap van de standaard (basisscenario) naar de streefwaarden (hoge scenario) gemodelleerd.
- In de praktijk blijkt echter dat een warmtepomp niet altijd in een woning wordt toegepast die voldoet aan de standaard. In de praktijk zijn er namelijk ook woningen met een slechter energielabel waarin een warmtepomp is geïnstalleerd. Volgens onderzoek van Dutch New Energy Research (DNE Research) komen warmtepompen in 2030 relatief vaak voor in koopwoningen en woningen met goede energielabels, maar wordt in ongeveer 16% van de E,F,G-label woningen een (hybride) warmtepomp geplaatst en in 4% van de gevallen zelfs een all-electric warmtepomp.[14]

[12] Nieman raadgevende ingenieurs, 2021.
[13] *Standaardwaarden voor uw woningisolatie | RVO.nl | RVO.nl*
[14] *Warmte365 - In wat voor woningtypen staan de meeste warmtepompen?*

- Daarnaast zijn er nieuwe inzichten dat het werkelijke gelijktijdige piekvermogen van warmtepompen lager ligt dan gemodelleerd.[15]
- Het gemodelleerde piekvermogen in het basisscenario komt dus goed overeen met de situatie waarin geen extra isolatiemaatregelen genomen zijn. De midden en hoog scenario's geven een goed beeld van het effect als geïsoleerd zou worden naar de standaard.

NB. Voor hybride warmtepompen wordt er in het midden en hoge scenario vanuit gegaan dat op piekmomenten wordt overgeschakeld op gas. In de praktijk zal dit echter niet altijd (automatisch) het geval zijn. In het basisscenario wordt er vanuit gegaan dat op piekmomenten nog een deel met elektriciteit zal verwarmen.[16]

Het nemen van energiebesparende maatregelen in de gebouwde omgeving kan de benodigde investeringen in het laagspanningsnet op (middel)lange termijn beperken en kan er aan bijdragen dat op korte termijn extra ruimte op het net beschikbaar komt. Dit kan ook doorwerken op de hogere netvlakken (knock-on effecten op midden- en hoogspanning).
Door Netbeheer Nederland en BCG is een sensitiviteitsanalyse gedaan om te onderzoeken wat de impact kan zijn van energiebesparende maatregelen binnen het kleinverbruikers interventiecluster. Als in het lage scenario wél aanvullende energiebesparende maatregelen worden genomen - waardoor het piekvermogen van een all-electric warmtepomp met 35% daalt (onderdeel het hoge scenario binnen het gehele interventiecluster) - draagt dit bij aan een verdere netverzwaringsreductie van *€0,9 miljard* tegen 2040. Vervolgonderzoek is nodig om de precieze impact als gevolg van de specifieke beleidsmaatregelen in te kunnen schatten.
Wanneer in een hoog scenario *geen* energiebesparende maatregelen worden genomen en er dus geen sprake is van 35% terugregeling van warmtepompen (samen met 25% terugregeling door sturing in plaats van 50% in het 'normale' hoge scenario) dan is er *€0,6 miljard* minder netverzwaringsreductie tegen 2040. In een hoog scenario mét o.a. energiebesparende maatregelen (waarbij het piekvermogen met 35% wordt teruggeregeld (piek warmtepomp van 3 kW naar 2 kW) kan de netverzwarings-CAPEX met maximaal €4,1 miljard worden verminderd. Wanneer er in een hoog scenario geen energiebesparende maatregelen (en slechts kan 25% kan worden teruggeregeld door sturing) worden genomen, wordt dit terug gebracht naar maximaal €3,5 miljard.
Overige effecten netbewust bouwen: Netbewust bouwen kan effect hebben op de voorbereidings- en bouwfase van nieuwbouwprojecten doordat er andere (efficiëntere) technieken gebruikt worden. Dit vraagt afstemming met ontwikkelaars, bouwers en installateurs. Netbewust bouwen kan impact hebben op de gevraagde investeringen van een nieuwbouwproject, en daarmee op de gevraagde investering per woning. De lasten en baten van netbewuste nieuwbouw moeten nog inzichtelijk gemaakt worden, om te kunnen bepalen in welke mate en waar het zinvol is, om netbewuste nieuwbouw mee te nemen. Het kan zijn dat er meerkosten verbonden zijn aan maatregelen die onder netbewuste nieuwbouw vallen (bijv. door het kiezen van een andere warmte-installatie, inzet op warmteterugwinning of betere isolatie).

De directe effecten van het extra isoleren (o.a. een comfortabeler gebouw, betaalbaardere energierekening) worden door de verschillende eindgebruikers in de gebouwde omgeving, waarvan de woning of het gebouw verdergaand wordt

[15] *BDH, Netimpact woningen met warmtepomp, 2025.*
[16] *Daarom wordt er in het basisscenario gerekend met een piekvermogen van 1,4kW per hybride warmtepomp.*

	geïsoleerd, ervaren. Daarnaast worden ook neveneffecten ervaren door toekomstige gebruikers van het net, doordat er meer ruimte beschikbaar komt op het net.
RAND-VOORWAARDEN	*Ruimtelijke ordening/energieplanologie* Energiebesparing leidt tot minder vraag naar energie en daarmee minder opwek- en transportcapaciteit en bespaart daarmee ruimte. Er zijn bijvoorbeeld minder zonnepanelen, windmolens, transformatorhuisjes en (systeem)batterijen in de gebouwde omgeving nodig. Verder gaat het om voorzieningen in en aan gebouwen die ruimtelijk inpasbaar zijn en dus geen additionele fysiek oppervlakte vragen. *Betrokken partijen en draagvlak* Afhankelijk van de gekozen maatregel zijn verschillende partijen betrokken. In ieder geval zullen de Rijksoverheid, uitvoerende partijen (isolatiebedrijven, bedrijven gericht op renovatie en verduurzaming, bouwsector nieuwbouw) en de eindgebruikers betrokken partijen zijn. 1. *ISDE/SVVE/SVOH* *Partijen:* De uitvoering gebeurt door RVO.NL. *Draagvlak:* Het draagvlak voor zowel ISDE en SVVE is groot bij woningeigenaren, VvE's en politiek. De ISDE en SVVE zijn goed lopende regelingen. De SVOH wordt door verhuurders weinig gebruikt. Verwacht wordt dat deze meer gebruikt zal worden, vanwege de aangekondigde EFG-normering voor 2029. 2. *NIP* Partijen: Gemeenten: Geven isolatieaanpak vorm, binnen de kader van de (Rijks)regeling lokale aanpak en voert het isolatieprogramma vervolgens uit (of laat het uitvoeren door een gemandateerde/ingehuurde organisatie). Regionale Netbeheerders: Voor overleg met gemeenten. Eigenaren en gebruikers van woningen en u-bouw in de wijk van de wijkaanpak. Draagvlak: Alle gemeenten hebben voor de bestaande regeling een aanvraag in de eerste en/of tweede tranche gedaan, hier is het draagvlak dus groot. Met de regeling zorgen we ervoor dat er versnelling in de isolatie aanpak plaatsvindt en dat huishoudens die extra (financiële) ondersteuning nodig hebben dit kunnen krijgen om ook verduurzamingsstappen te kunnen zetten. Onder deze groep kan het draagvlak voor de energietransitie met de regeling worden vergroot. 3. *Warmtefonds* Partijen: Stichting Nationaal Warmtefonds. Uitvoerder. Banken. Het Nationaal Warmtefonds werkt samen met een aantal grote banken (o.a. ASN Bank, Rabobank en ING).

Gemeenten. (o.a. met middelen uit het Nationaal Isolatieprogramma) bepaalde woningen en VvE's die dat extra hard nodig hebben, afhankelijk van energetische staat en WOZ waarde.
Draagvlak: Met de continuering van de 0%-lening van het Warmtefonds behouden en vergroten we het draagvlak voor de energietransitie. Door het Nationaal Warmtefonds kunnen woningeigenaren met een laag en middeninkomen meedoen aan de energietransitie. In tegenstelling tot subsidies is geen voorinvestering nodig.

4. *MEER-budget voor innovatie en opschaling*

Partijen: In de uitvoerende consortia zijn vragende, aanbiedende en intermediaire organisaties betrokken, o.a. woningbouwcorporaties, gemeenten die de vraag bundelen van particuliere woningeigenaren, intermediairs die de vraag bundelen en het aanbod helpen organiseren en onderhoudsbedrijven, installatiebedrijven en bouwers. Deze consortia worden ondersteund vanuit het programma Verbouwstromen.
Draagvlak: De MEER-regeling loopt goed. Er is veel enthousiasme bij bouwers en corporaties. Opschaling zal er toe leiden dat kosten van dit renovatieconcepten dalen en er verder opschaling kan gaan plaatsvinden.

5. *Normering koop*

Partijen en draagvlak: Dit raakt de (aspirant) koper en verkopende mensen van woningen. Normeren op transactiemoment zorgt ervoor dat alle (aspirant) kopers de benodigde/gevraagde verduurzamingsmaatregelen zullen meenemen in de aankoopprijs van een woning, ook in een krappe markt. Uit onderzoeken blijkt dat er veel draagvlak is voor isolatiemaatregelen (waarmee aan de normering voldaan kan worden). Veel woningeigenaren geven ook aan begrip te hebben voor eventuele verplichtingen t.b.v. het voorkomen van klimaatverandering, maar dit geldt niet voor iedereen. Men ziet een transactiemoment echter als een logisch moment voor een verplichting.

6. *Normering huur*

Partijen en draagvlak: Voor private verhuurders biedt de normering mogelijk een extra prikkel de woning te verkopen bij mutatie (uitponden). Uit onderzoek uitgevoerd door Ipsos uit Q1 2024 blijkt dat ~67% van de private verhuurders al op de hoogte is van de normering een geeft 41% van verhuurders met woningen met label EFG aan dat de aangekondigde normering invloed heeft op de toekomstplannen van hun woning. Deze woningen zullen waarschijnlijk op de koopmarkt terechtkomen, ook omdat we nu vanwege bredere, fiscale maatregelen zien dat verhuurders hun woningen uitponden. Om verhuurders te faciliteren in verduurzaming is flankerend beleid in voorbereiding.
Met woningcorporaties zijn in december 2024 de Nationale Prestatieafspraken herijkt voor de periode tot 2035, ook over verduurzaming. Woningcorporaties volgen een eigen traject waarin ze sturen op reductie van de warmtevraag. Normering op de isolatiestandaard bij mutatie van de huurder zal, gezien de meerjarige, gemaakte nationale prestatieafspraken en langjarige planning, naar verwachting op weinig draagvlak kunnen rekenen in de corporatiehuur.

Regulering en uitvoering
Normering koop: Mogelijk zijn er uitzonderingen nodig voor bijv. monumenten en vve's. Verduurzaming in een appartementencomplex met een vve moet

doorgaans in een keer voor het hele gebouw. Per appartement verduurzamen werkt niet.
Normering huur: Mogelijk zijn er uitzonderingen nodig voor bijv. monumenten en (gemengde of gemixte) vve's in het geval dat koopwoningen worden uitgesloten van normering. Verduurzaming in een appartementencomplex met een vve moet doorgaans in een keer voor het hele gebouw.
Verbreding normering utiliteitsbouw: Dit kan onderdeel zijn van het traject van implementatie van de EPBDIV.
Netbewuste nieuwbouw: Voor de beleidsoptie wordt onderzocht welke regelgeving aangepast moet worden voor netbewuste nieuwbouw. Hierbij wordt eerst gekeken naar de provincies Flevoland, Gelderland en Utrecht om hier snel mogelijk om aan de slag te gaan met netbewust bouwen. Daarnaast wordt er een traject onderzocht om netbewust bouwen landelijk de norm te maken. Dat vergt aanpassingen in het Bouwbesluit en in BENG-normen.
Warmtefonds: Instrument bestaat al. Staatssteuntoets voor renteloze lening is reeds uitgevoerd door BZK.
MEER-regeling: Het betreft een subsidie-instrument dat reeds is ontwikkeld.

BUDGETTAIRE GEVOLGEN

IN MLN.	2026	2027	2028	2029	2030	STRUC	CUM
Verlenging en aanpassing ISDE						410	
Voortzetting SVVE						43-88	
Voortzetting SVOH	35	35	35	35	19	19	
Uitbreiding en/of intensivering lokale aanpak NIP	200	200	200	200	200		1000
Continuering Warmtefonds	210	210	210	210	210	210	
Verhoging MEER-budget	30	45	5	5	5	5	

Verlenging en aanpassing ISDE: Voor verlenging van de ISDE is vanaf 2031 410 miljoen euro per jaar nodig, waarvan 10 miljoen euro uitvoeringskosten.

Voortzetting SVVE: Voorzetting van de SVVE voor isolatie voor VvE's met een oplopend subsidiebudget van 40 miljoen euro per jaar in 2031 tot 85 miljoen euro per jaar in 2040 (elk jaar vijf miljoen per jaar extra; VvE's zijn een groeimarkt voor isolatie) en per jaar 3 miljoen euro uitvoeringskosten. In totaal 625 miljoen euro subsidie en 30 miljoen euro uitvoeringskosten.

Voortzetting van de Subsidieregeling Verduurzaming en Onderhoud Verhuurwoningen (SVOH) tussen 2030 en 2040: Tot 2030 is 140 miljoen euro beschikbaar voor de SVOH. Voor na 2030 is een structureel budget beschikbaar

	van maximaal 19 miljoen euro per jaar vanaf 2030. De uitvoeringskosten bedragen 2 miljoen euro per jaar en zullen gefinancierd worden uit de subsidiegelden. Dit budget kan desgewenst (deels) worden ingezet voor verhoogde subsidiebedragen bij isolatie tot een zeer hoog niveau (bijv. de isolatiestandaard). *Uitbreiding en/of intensivering lokale aanpak Nationaal Isolatieprogramma*: Indien het vanwege budgettaire redenen nodig is, kunnen de middelen voor het Nationaal Isolatieprogramma ook vanaf 2028 beschikbaar komen om nog ingezet te worden in het kader van de lopende isolatieprogramma's. *Continuering Warmtefonds:* Om continuering van het Nationaal Warmtefonds tot en met 2030 mogelijk te maken is een subsidie nodig aan het Warmtefonds van circa 1 miljard euro. Het Nationaal Warmtefonds zou ook daarna nog kunnen worden gecontinueerd. *Verhoging MEER-budget:* Het lopende MEER-budget zal in 2025 uitgeput zijn. Met deze maatregel kan de investeringsimpuls voor opschaling van innovaties worden gecontinueerd en nog sterker worden gericht op het netbewust renoveren.
RELATIE TUSSEN BELEIDSOPTIES	Deze optie is onderdeel van het cluster kleinverbruikers, bestaande uit optie 3.1 Flexibiliseren kleinverbruikers, 3.2 Energie besparen in de gebouwde omgeving en 3.3 Prijsgarantie warmtenetten.

Beleidsoptie 3.3 Prijsgarantie warmtenetten

OMSCHRIJVING	Met warmtenetten kan netverzwaring in bestaande bouw fors worden gereduceerd[17]. Met deze beleidsoptie wordt de aantrekkelijkheid van warmtenetten voor eindgebruikers van warmtenetten verbetert. Zo kan gestuurd worden op het meest efficiënte energiesysteem met laagste nationale kosten. Met de prijsgarantie krijgen bewoners van wijken waar een warmtenet de verduurzamingsoptie is met laagste nationale kosten de garantie dat dit ook leidt tot laagste eindgebruikerskosten. Wanneer dat niet volgt uit de kostengebaseerde tarieven voor warmte zal de eindgebruiker met een subsidie worden gecompenseerd. De relatieve prijsgarantie kan worden ingevoerd bij de introductie van de kostengebaseerde tarieven onder de Wet Collectieve Warmte (WSW). Dat duurt nog enkele jaren, maar door nu duidelijkheid te geven kunnen de investeringen voor nieuwe warmtenetten (met een gemiddeld ontwikkelpad van 7 jaar) worden aangegaan. De netbeheerders houden in hun investeringsplannen rekening met de gemeentelijke plannen voor beoogde warmtenetten, waardoor ook nog te realiseren warmtenetten effect hebben op de verlaging van de netbeheerkosten.
RATIONALE	Warmtenetten zijn voor veel buurten[18] de duurzame strategie met de laagste nationale kosten en hebben een groot potentieel voor het energiesysteem. Dit potentieel blijft nu deels onbenut omdat de lagere kosten voor de maatschappij als geheel onvoldoende landen bij de eindgebruiker. De kosten van een warmtenet worden in de basis gedragen door de verbruikers die op dat net worden aangesloten, terwijl de baten van dat warmtenet (specifiek de vermeden netbeheerkosten voor elektriciteit en gas) ook buiten die beperkte groep vallen. Daarentegen kan bij de aanleg en netverzwaring van elektriciteitsnetten, nodig voor onder meer het aansluiten van warmtepompen, de netbeheerder de kosten verdelen over de nettarieven van gebruikers in het gehele verzorgingsgebied. Hetzelfde geldt voor de (onderhouds-)kosten van het gasnet. Zie voor een uitgebreidere analyse de Kamerbrief van 7 oktober.[19] Deze maatregel zorgt ervoor dat de kosten voor de eindgebruiker op het collectieve warmtesysteem in lijn komen te liggen met de nationale kosten van het collectieve warmtesysteem t.o.v. elektrificatie. Hierdoor zijn de financiële prikkels voor de eindgebruiker in lijn met de financiële prikkels voor de maatschappij als geheel. De nationale kosten van de warmtetransitie nemen af doordat ondoelmatige netverzwaring voorkomen wordt. Daarnaast worden duurzame lokale warmtebronnen ontsloten waar deze lagere kosten kennen dan elektrificatie en ondersteunen de diversificatie, verduurzaming en betrouwbaarheid van het gehele energiesysteem.
EFFECTEN	De maatregel stuurt aan op twee effecten: (1) de impact op de benodigde netverzwaring moet worden verlaagd en (2) wanneer een warmtenet voor de samenleving de goedkoopste duurzame optie is, moet dit leiden tot een aantrekkelijke prijs voor de eindgebruiker. *Impact op netverzwaringen*

[17] *Een doorsnee wijk met warmtenet vereist zo'n 2 - 15 extra MS-LS stations en 5 - 15 km extra kabels tbv elektrisch laden en zonnepanelen. Voor een wijk zonder warmtenetten wordt dit 30 - 60 extra MS-LS stations en 30 - 60 km extra kabels. Zie* Netbeheer Nederland – Basisdocument over energieinfrastructuur.

[18] *1 Het Planbureau voor de leefomgeving heeft in 2020 met de Startanalyse voor elke buurt in Nederland doorgerekend wat de duurzame strategie met de laagste nationale kosten is. Alle buurten waarvoor onder die aannames een warmtenet de beste oplossing is telden afgerond op tot 2,6 miljoen woningen. Dit voorjaar komt PBL met een herziene analyse*

CE Delft heeft de impact van een warmtenet op het elektriciteitsnet ten opzichte van andere duurzame alternatieven in kaart gebracht. Ook in wijken met warmtenetten moet de infrastructuur voor elektriciteit worden versterkt voor zonnepanelen en elektrisch vervoer, maar dat is veel beperkter dan bij wijken zonder warmtenet. In onderstaande tabel is van twee onderzoeken opgenomen in hoeverre het elektriciteitsnet in een referentiewijk uitgebreid moet worden bij verschillende warmtetechnieken. Voor warmtenetten is een fors lagere uitbreiding nodig.

Tabel 2 - Gevolgen van warmtetransitie, elektrische voertuigen (EV's) en zon-pv op het elektriciteitsnet volgens twee rapporten van Netbeheer Nederland (afgerond op 5%)

Scenario	Netimpact van warmtealternatieven *Referentiewijk: 1.200 woningen, 7 transformatorstations, 4 km LS-net. Vaste groei EV's en zon-pv (ca. 66%)*		Basisdocument over energie-infrastructuur *Uitgangspunt: 10.000 woningen, 60 transformatorstations, 80 km LS- en MS-kabel. Groei EV's en zon-pv hoog bij scenario warmtepompen; gemiddeld bij andere scenario's.*	
	Transformator-stations (toename in aantal)	**LS en MS net** (toename in km)	**Transformator-stations** (toename in aantal)	**LS en MS net** (toename in km)
Warmtepompen	+85-115%	+95-150%	+50-100%	+40-75%
Hybride warmtepompen	+55-85%	+80-135%	15-65% (*)	+20-40% (*)
HT-warmtenet	+30-55%	+35-80%	+5-25%)	+5-20%

(*) In dit rapport is in dit scenario 50% warmtenet, 50% elektrische warmtepomp gehanteerd.
LS = laagspanning, MS = middenspanning.

20

Onderzoek NBNL-BCG
Zoals ook aangehaald in het hoofdtekst leidt een lagere adoptie naar verwachting tot een 400 miljoen hogere investeringsopgave in 2040. Anderzijds kan een snellere ingroei van collectieve warmte op de juiste locatie juist de investeringsopgave aanvullend dempen met 200 miljoen tot 2040.

Aantrekkelijke warmtenetten
Het kabinet heeft als doelstelling geformuleerd dat wanneer een warmtenet voor de samenleving de goedkoopste duurzame optie is, dit moet leiden tot een aantrekkelijke prijs voor de eindgebruiker. Berenschot heeft onderzoek gedaan naar opties om deze doelstelling te kunnen invullen. Op basis van de analyse van Berenschot van onder andere de doeltreffendheid, doelmatigheid en uitvoerbaarheid is een relatieve prijsgarantie in combinatie met een structurele investeringssubsidie om de tarieven te drukken het voorkeursinstrument. Voor de consument betekent een relatieve prijsgarantie de zekerheid dat hij niet meer dan het referentietarief gaat betalen, en kan worden geborgd dat de laagste maatschappelijke kosten van een warmtenet zich ook vertalen in een aantrekkelijk tarief voor de eindgebruiker.
Er zijn waarborgen om ervoor te zorgen dat warmtenetten alleen ontwikkeld worden waar dit de verduurzamingsoptie is met de laagste nationale kosten. Zo stelt de WCW verschillende doelmatigheidseisen aan kavelplannen voor nieuwe netten (artikel 2.1 en 2.12). Ook geeft de WCW de ACM de bevoegdheid om de doelmatigheid van de plannen te monitoren (artikel 2.5 en 2.7). Doordat de prijsgarantie relatief is t.o.v. alternatieven en meebeweegt met de daadwerkelijke kostenontwikkelingen wordt voorkomen dat er subsidies vooraf gegeven worden die achteraf onnodig hoog waren om de financiële aantrekkelijkheid te borgen. Ook geldt de prijsgarantie alleen voor netten waar de kosten boven een referentiebedrag uitkomen. Voor warmtenetten die al goedkoper zijn of die door

	de loop van de tijd goedkoper worden dan de garantie worden geen subsidies verstrekt. Zo worden eindgebruikers van deze netten niet onnodig gesteund.
RAND-VOORWAARDEN	*Ruimtelijke ordening/energieplanologie* Warmtenetten maken de inzet van beschikbare warmtebronnen als restwarmte en geothermie mogelijk, waardoor minder ruimtebeslag nodig is voor de opwek van duurzame elektriciteit zoals via windmolenparken of zonneweides. Bovendien hoeft het lokale elektriciteitsnet (inclusief bovengrondse distributiestations in de wijk) minder vergaand verzwaard te worden. Netbeheer Nederland rekent voor een wijk op een warmtenet met 1200 bewoners op 2 à 4 nieuwe transformatorhuisjes voor e-auto's en zonnepanelen. Als diezelfde wijk overgaat op warmtepompen komen daar 4 extra transformatorhuisjes bij[21]. De (warmte)infrastructuur moet wel ingepast worden met name in de ondergrond. Daarom is vastgelegd dat warmtenetten een plek moeten hebben in het omgevingsplan dat de gemeenten opstellen. *Betrokken partijen en draagvlak* Gemeenten hebben een regierol in de warmtetransitie en krijgen in de WCW de taak om kavels aan te wijzen waar warmtenetten kunnen komen. Provincies hebben een overkoepelende taak, ook als kavels gemeentegrenzen overschrijden. Gemeenten en provincies zijn groot voorstander van verdere stimulering van warmtenetten[22]. *Regulering* De relatieve prijsgarantie kan worden ingevoerd bij de introductie van de kostengebaseerde tarieven onder de Wet Collectieve Warmte. Deze wet ligt nu voor bij de Tweede Kamer. Vanwege mogelijke staatssteunaspecten wordt aangesloten bij de gesprekken met de Europese Commissie over de tarieflimiet, die onderdeel is van de tariefregulering in de wet. *Uitvoering* Bij interne verkenning en onderzoek van Berenschot zijn geen onoverkomelijke uitdagingen voor de uitvoering aan het licht gekomen. Een van de meest arbeidsintensieve aspecten rondom een prijsgarantie, het vaststellen van de kostengebaseerde tarieven, wordt al in de WCW toegewezen aan de ACM voor wanneer fase 2 van de WCW begint. Wat overblijft is het vaststellen en uitbetalen van het verschil tussen deze kostengebaseerde tarieven en een prijsgarantie. De uitvoerbaarheid hangt wel in sterke mate af van de vormgeving van de prijsgarantie. Bij de verdere uitwerking hanteren we de uitgangspunten eenvoud en lage uitvoeringskosten. De uitvoerder van de maatregel is nog nader te bepalen, hierbij is RVO een logische uitvoerder aangezien, die ook al de beoogde uitvoerder van het vereveningsfonds is.
BUDGETTAIRE GEVOLGEN	Er is een onderzoek bij CE-Delft gaande naar de financiële consequenties van een prijsgarantie voor collectieve warmte. Daarnaast is een eerste inschatting van KGG van de kosten van een prijsgarantie. In het geval dat er 200.000 nieuwe aansluitingen gerealiseerd worden, komen de jaarlijkse kosten (volgens de schatting uit tussen de 110 miljoen en 240 miljoen. Dat is exclusief aanvullende subsidies en maatregelen als de introductie van gedifferentieerde nettarieven.

[21] Netimpact van warmtealternatieven (liander.nl)
[22] *Position paper VNG/IPO Wet collectieve Warmte https://vng.nl/brieven/position-paper-wet-collectieve-warmtevoorziening-17-oktober-2024*

IN MLN.	2026	2027	2028	2029	2030	STRUC	CUM
Prijsgarantie warmtenetten	240	240	240	240	240	240	

RELATIE TUSSEN BELEIDSOPTIES	Deze optie is onderdeel van het cluster kleinverbruikers, bestaande uit optie 3.1 Flexibiliseren kleinverbruikers, 3.2 Energie besparen in de gebouwde omgeving en 3.3 Prijsgarantie warmtenetten.

Beleidsoptie 3.4 Flexibiliseren grootverbruikers

OMSCHRIJVING	In 2025-2026 wordt er een subsidie voor het vergroten van flexibel elektriciteitsverbruik (Flex-e) opengesteld, zoals aangekondigd in de kamerbrief netcongestie op 21 november 2024.[23]. Hiermee ondersteunt de Rijksoverheid grootverbruikers om hun elektriciteitsverbruik te flexibiliseren. Door deze subsidie te verlengen tot ten minste 2030 kan een groter potentieel aan flexibiliteit ontsloten worden.

RATIONALE	• Het aanbod van elektriciteit zal meer fluctueren in de toekomst door overstap op niet-fossiele bronnen zoals zon en wind.
	• Hierdoor neemt het belang van flexibiliteit in het systeem toe. Dit is enerzijds "flexibiliteit voor de markt" die inspeelt op het relatieve overschot of tekort van elektriciteit. Bijvoorbeeld door de vraag te verhogen in periode met veel wind- en zonne-energie, maar ook andersom.
	• Daarnaast kan flexibel elektriciteitsverbruik zorgen voor een betere *lokale* match tussen energievraag- en aanbod waardoor er minder hoge piekvermogens over het elektriciteitsnet getransporteerd worden ('flexibiliteit voor het elektriciteitsnet'). Dit zorgt voor lagere kosten van het energiesysteem door vermeden netinvesteringen.
	• Het realiseren van flexibel elektriciteitsverbruik vergt echter inzicht en investeringen door private partijen. De investeringen in flexibiliteit hebben nu vaak een onrendabele top voor de ondernemer, terwijl ze wel helpen bij het optimaliseren van de systeemkosten. De baten (goedkoper energiesysteem) zijn dus grotendeels maatschappelijk terwijl de financiële lasten privaat zijn.
	• De realisatie van flexibel vermogen bij grootverbruikers en het maken van afspraken over de inzet van deze flexibiliteit met de netbeheerder kost tijd. Om netinvesteringen te voorkomen moet er tijdig flexibiliteit worden ontsloten. Als dit niet gebeurt komt de leveringszekerheid in het gedrang en ontstaat er langdurige netcongestie.
	• Er zijn verschillende methodes om flexibiliteit van de industrie te faciliteren en ontsluiten met de volgende kosten en bijbehorende aannames:
	  ○ *Afschakelen industriële grootverbruikers.* Afhankelijk van het type industrie liggen de kosten van afschakeling, op basis van toegevoegde waarde van die industrie, rond de 59-1.225€/MWh [24]. Wanneer wordt aangenomen dat dit type flexibiliteit wordt ingezet voor maximaal 150 uur per jaar in pieken van het profiel kunnen de kosten voor afschakeling van industriepartijen worden ingeschat op 5500-19200 €/MW/jaar.
	  ○ *Non-firm aansluit- en transportovereenkomst (ATO) met korting op nettarief.* Netbeheer Nederland en BCG schatten de kosten hiervan in op 14.166 €/MW/jaar op basis van een studie van CE Delft, gerelateerd aan het gebruik van een non-firm ATO bij het slim laden van elektrische voertuigen[25].
	  ○ *CAPEX subsidie industriële grootverbruikers.* Netbeheer Nederland en BCG schatten de eenmalige aanschafkosten voor het overdimensioneren van assets op 75.000-450.000 €/MW. Hierbij wordt geschat dat deze assets 20 jaar mee gaan en dus 3.750-22.500 €/MW/jaar kosten.

[23] *Kamerbrief stand van zaken netcongestie | Kamerstuk | Rijksoverheid.nl*
[24] *Maatschappelijke kosten van netcongestie*
[25] *CE_Delft_220410_Mitigerende_maatregelen_in_de_praktijk_Def.pdf*

	• In het BCG/NBNL rapport werden batterijen achter de meter niet meegenomen. Hierbij gaat het namelijk niet over het overdimensioneren van een asset, maar het additioneel plaatsen van een asset. Een batterij zou echter ook een voor de hand liggende techniek zijn om te subsidiëren voor flexibiliteit achter de meter. Voor een batterij van 0.5 MW zijn de investeringskosten ongeveer 400.000 euro. Dat betekent dat de investeringskosten rond de 800.000 €/MW. Voor een levensduur van 15 jaar betekent dit 53.333 €/MW/jaar.
	• De baten van deze voorgestelde interventies zijn niet eenvoudig met elkaar te vergelijken. De CAPEX subsidie en de flexibele contractvormen met korting zijn minder makkelijk direct te richten op knelpunten in het net, maar zijn na implementatie breed inzetbaar gedurende het jaar. Het afschakelen van een industriële grootverbruiker is een ingrijpende maatregel en kan gericht worden toegepast op momenten en plaatsen waar knelpunten zijn. Het is hierdoor in potentie een efficiënte manier om netverzwaringen te voorkomen, maar kosten lopen vanzelfsprekend snel op als de maatregel vaker dan het hierboven becijferde aantal uur wordt toegepast. De kosten en haalbaarheid van de beleidsinterventies verschillen daarnaast sterk per sector. Een non-firm contract zal voor bepaalde sectoren effectiever en goedkoper zijn dan een CAPEX-subsidie en vice-versa.
	• Uit deze kostenvergelijking blijkt dat een CAPEX subsidie voor industriële grootverbruikers een interessante optie is. In dit fiche geven we een verdere uitwerking aan het stimuleren van flexibiliteit via subsidiëring. Naast dat dit kostentechnisch een voordelige maatregel is, worden bedrijven ook gestimuleerd om te verduurzamen wat een positief effect heeft op het investeringsklimaat en de klimaatdoelstellingen. In dit voorstel wordt een subsidie die momenteel wordt opgezet, de flex-e regeling, gebruikt als basis en wordt er uitgegaan van een voortzetting van deze subsidie die gericht is op het ontsluiten van grootverbruikers flexibiliteit voor het elektriciteitsnet.
	• De voorgestelde subsidieregeling biedt ondersteuning door
	  ○ Inhuur van een adviseur voor het uitvoeren van een *flexibiliteitsscan.*
	  ○ Inhuur van een adviseur voor het uitvoeren van een *haalbaarheidsstudie voor flexibiliteitsmaatregelen* waarin een conceptueel technisch ontwerp wordt gemaakt van de implementatie van flexibiliteitsoplossingen.
	  ○ CAPEX subsidie voor de *realisatie van flexibiliteitsmaatregelen*. Deze flexibiliteitsmaatregelen kunnen onder de volgende categorieën vallen: procesbesturing, energieopslag, buffercapaciteit en energieconversie.

EFFECTEN	• Het is vooraf niet goed te bepalen hoeveel flexibiliteit precies gestimuleerd wordt met dit subsidie instrument. • Op basis van de hierboven genoemde kosten van een CAPEX subsidie door Netbeheer Nederland en BCG kan er met een budget van 256 miljoen euro 568 – 3.413 MW aan flexibiliteit gerealiseerd worden. Dit is een vergelijkbare range met het door het BCG geschatte flexibiliteitspotentieel (1.100-3.800 MW). • De NBNL/BCG berekeningen laten zien dat er in 2040 grofweg €1 miljoen. kan worden bespaard op CAPEX investeringen van het net per

1 MW piekreductie vanuit de industrie[26]. Die flexibiliteit op het MS-net heeft een doorwerking op het profiel van het HS net wat een additionele €1 miljoen besparing oplevert op het HS-net[27]. Er kan maximaal 568-3.413 miljoen euro in netinvesteringen bespaard worden als alle flexibiliteit die uit de subsidie komt leidt tot reductie van de pieken die leiden tot netverzwaringen.

- Echter, de subsidie die hier wordt voorgesteld zal logischerwijs niet altijd leiden tot piekreductie op de juiste plaatsen op de juiste momenten en is daarmee niet volledig doeltreffend. Het stellen van een voorwaarde dat de aanvrager een flexibele contractvormen moet afsluiten voor het verkrijgen van de investeringssubsidie moet deze doeltreffendheid verhogen doordat hierin afspraken worden gemaakt over de inzet van de gecreëerde flexibiliteit door de netbeheerder. Hierin is dus ook een belangrijke rol voor de netbeheerder weggelegd om dit proces te faciliteren. Hierdoor kan de flexibiliteit worden ingezet op een manier die netverzwaringen overbodig maken.
- De subsidieregeling ondersteunt bedrijven in meerdere stadia van het traject om flexibiliteit te realiseren, van inzicht tot realisatie.
- De doelgroep van de regeling zijn aangeslotenen met een transportcapaciteit van 100 kW en hoger. Hieronder valt groot MKB tot grote industrie, maar ook instellingen zoals waterschappen vallen vaak onder deze categorie.
- Uit de openstelling in 2025 en 2026 kunnen we leren of er bij grootverbruikers meer behoefte is aan inzicht, diepgaande studies, of CAPEX-subsidie. Op basis daarvan kan het fonds doelmatig worden verdeeld op de verschillende acties.
- In de subsidieregeling wordt de CAPEX-subsidie alleen uitgekeerd onder de voorwaarde dat de aanvrager een flexibel aansluit en transportcontract afsluit met de netbeheerders.[28] Dit geeft netbeheerders meer grip op welk type flexibiliteit er op welke plaatsen in het net wordt gecreëerd, zodat de flexibiliteit niet alleen kan worden ingezet voor balanceren, maar juist ook op een manier die lokaal piekbelasting van het net voorkomt.
- De Flex-e subsidieregeling wordt nu uitgewerkt voor een openstelling in 2025 en 2026 en heeft in die periode een budget van 13.5 mln euro voor CAPEX subsidie. Daarmee heeft de huidige regeling een potentieel van 30 - 180 MW aan flexibiliteit. Het is een goede start waarin we kunnen leren over effectieve voorwaardes, maar behaald nog lang niet het benodigde effect. Daarom wordt hier een reguliere voortzetting van de subsidie voorgesteld.

Doeltreffendheid en doelmatigheid van de subsidie vergroten

De doelmatigheid en doeltreffendheid van de regeling kan worden vergroot door verschillende randvoorwaardes en keuzes te maken:

- Door de samenhang van verschillende instrumenten, zoals de korting op non-firm contracten en een CAPEX subsidie, goed in te zetten kan de totale compensatie van iDSR economisch aantrekkelijk genoeg worden gemaakt, zonder over-subsidiëring. Zo kan de effectiviteit van

[26] Er loopt nog een vervolg onderzoek over de impact van flexibiliteit op het voorkomen van netinvesteringen, met name op hoogspanningniveau. Deze getallen zijn gebaseerd op de vermeden netinvesteringen op het MS-net en de eventuele knock-on effecten op het hoogspanningsnet zijn buiten beschouwing gelaten.

[27] Het is echter onduidelijk in welke mate dat deze "knock-on effecten" al zijn meegenomen in het IP van TenneT, zie opmerking budgettaire gevolgen.

[28] Dit betekent dat het niet flexibele verbruik van een grootverbruiker valt onder een 'normale' firm aansluit en transportovereenkomst. Dit is mogelijk onder Netcode elektriciteit

	de subsidie verhoogd worden door de korting van de flexibele contractvormen van het subsidiebedrag te reduceren. Hierdoor is er per asset een lagere subsidie nodig en wordt een flexibiliteitsmaatregel niet dubbel gestimuleerd. • De maatschappelijke kosten van iDSR kan verlaagd worden door de gesubsidieerde flexibiliteit te contracteren onder de voorwaarde dat er een bepaalde hoeveelheid flexibiliteit gratis wordt ingezet op momenten dat er een knelpunt is. • Er kan gekozen worden om de CAPEX subsidie alleen toe te kennen aan grootverbruikers die zich bevinden op een knelpunt in het net. • De subsidieregeling kan worden uitgevoerd in de vorm van een flexibiliteitstender van de netbeheerder. Dit staat de netbeheerder in staat om grootverbruikers CAPEX vergoeding te bieden voor flexibilisering. Je kan je echter afvragen of het ondersteunen van dit type investeringen bij klanten past bij de taken van de netbeheerder en of dit past binnen de juridische kaders. • De tariefdifferentie die wordt ingevoerd op het HS-net zal de financiële prikkel voor grootverbruikers op het HS-net vergroten om flexibel stroom te verbruiken. Door dit te verruimen naar het MS-net zullen ook die grootverbruikers een extra stimulans krijgen om aan de slag te gaan met flexibiliteit. • De flexibele contractvormen die worden afgegeven door netbeheerders worden nu voornamelijk ontwikkeld in het kader van netcongestie. Echter om flexibiliteit in te zetten voor het vermijden van netinvestering is het belangrijk dat deze contracten ook buiten congestiegebieden afgegeven kunnen worden en voor langere periode dan de huidige voorziene netcongestie. Het uitsparen van netverzwaring gaat namelijk om langdurige en planbare flexibiliteit. Dit vereist mogelijk een doorontwikkeling van de bestaande flexibele contractvormen • Het kan aantrekkelijk zijn voor grootverbruikers om contracten te stapelen. Een deel van het gecontracteerd vermogen in een Firm-ATO stoppen en een deel in een flexibel contract onder voorwaardes. Dit stapelen van contracten wordt tot nu toe nog niet veel toegepast, maar zou kansen bieden om meer flexibiliteit te contracteren. • Ontwikkeling van flexibiliteit bij grootverbruikers zal ervoor zorgen dat het net beter wordt benut en dat bij voldoende prijsprikkel de leveringszekerheid minder snel in gedrang komt. Echter om iDSR effectief in te zetten om netverzwaringen uit te sparen, moet de flexibiliteit met hoge zekerheid, op de juiste locatie voor lange duur worden vastgelegd. Hierbij is het essentieel dat de netbeheerders duidelijk aangeven welke flexibiliteit er wordt gezocht en dat zij daar tegenover de ruimte krijgen om die flexibiliteit mee te nemen in hun investeringsberekeningen.
RAND-VOORWAARDEN	*Ruimtelijke ordening/energieplanologie* Deze beleidsoptie beperkt de ruimte die nodig is voor netverzwaring en overige netwerkfuncties zoals om in het elektriciteitsnet te balanceren. Er zijn bijvoorbeeld minder extra transformatorhuisjes nodig en (systeem)batterijen binnen het net. De oplossingen worden gerealiseerd op private grond. *Betrokken partijen en draagvlak* Draagvlak bij industrie en netbeheerders is nu al groot (via consultaties opgehaalde input). Doordat deze optie wordt voorgegaan door een tweejarige openstelling van de subsidieregeling verwachten we dat het draagvlak alleen maar groeit.

Regulering
Netbeheerders zouden via deze subsidieregeling meer instroom van aanvragen voor flexibele contracten krijgen. De netbeheerders zouden de financiële en juridische ruimte moeten krijgen om deze flexibele contracten af te sluiten, niet alleen in gebieden waar nu netcongestie nijpend is, maar ook in gebieden waar in de toekomst netverzwaringen voorkomen kunnen worden door het beter matchen van vraag en aanbod naar energie. Bij het opstellen van de flexibele contracten moet ruimte zijn voor maatwerk om passende oplossingen te bieden voor de verschillende situaties.

Uitvoering
Uitvoering van de subsidieregeling kan worden gedaan door RVO.

BUDGETTAIRE GEVOLGEN

Een belangrijke kanttekening is dat de financiële besparing op basis van de NBNL/BCG studie nog verder worden onderzocht. Er wordt met name gekeken naar de mate van flexibiliteit die wordt aangenomen in de investeringsplannen van de netbeheerders en hoe dit effect heeft op de baseline van de NBNL/BCG-studie. Hierdoor is het op dit moment niet mogelijk om exact aan te geven hoeveel geld er additioneel kan worden bespaard en welk deel van deze maatregelen al noodzakelijk zijn voor het behalen van de baseline kostenraming. Het voorstel is om de Flex-e subsidie na 2026 voort te zetten met een budget van 64 mln euro per jaar als continuering van de huidige subsidie die wordt opengesteld in 2025 en 2026. Het gaat om een structurele subsidie voor de langere termijn. In de eerste jaren, tot 2030, zal flexibiliteit voornamelijk helpen om het maakbaarheidsgat kleiner te maken en meer klanten aan te sluiten op de bestaande infrastructuur. Richting 2040 kan er additionele flexibiliteit gerealiseerd worden ten opzichte van huidige aannames in de investeringsplannen, wat dan leidt tot besparing op de netinvesteringen. Met 64 mln per jaar kan er 142 MW – 853 MW flexibiliteit uit iDSR per jaar worden gerealiseerd. Dat betekent dat er tot 2040 2.130 MW – 12.795 MW flexibel vermogen potentieel gerealiseerd kan worden met een dergelijke regeling tot 2040. In het IP van TenneT wordt er maximaal 2.500 MW flexibiliteit vanuit iDSR gerekend[29]. Pas als er meer dan 2.500 MW flexibiliteit gerealiseerd wordt, is er sprake van additionele flexibiliteit die leidt tot minder netinvesteringen.

IN MLN.	2026	2027	2028	2029	2030	STRUC	CUM
Flexibiliteit grootverbruikers		64	64	64	64	64	

RELATIE TUSSEN BELEIDSOPTIES

Netbeheer Nederland en BCG komen in de doorrekening tot het volgende potentieel voor de som van beleidsopties 3.4 en 3.5 (categorie grootverbruikers):

- Laag scenario: er wordt 1.1 GW piekreductie voorzien wat leidt tot 1.1-1.2 Mld besparing op netverzwaring
- Midden scenario: er wordt 1.9 GW piekreductie voorzien wat leidt tot 2-2.5 Mld besparing op netverzwaring
- Hoog scenario: er wordt 3.8 GW piekreductie voorzien wat leidt tot 4-4.5 Mld besparing op netverzwaring.

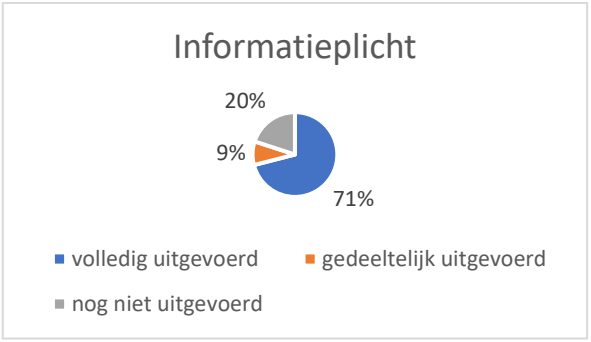
[29] *Investeringsplan Net op land 2024-2033*

	NB: In de doorrekening van Netbeheer Nederland en BCG is ook gekeken naar de mogelijkheden voor flexibilisering van de mobiliteitssector (laden e-logistiek) en datacenters. Deze zijn geen onderdeel van dit fiche, maar zouden op een soortgelijke manier (alternatieve contract vormen) gestimuleerd kunnen worden

Beleidsoptie 3.5 Sterker handhaven energiebesparingsplicht

OMSCHRIJVING	De rijksoverheid verplicht locaties van bedrijven en instellingen met een jaarlijks gebruik vanaf 50.000 kWh elektriciteit of 25.000 m^3 aardgas (equivalenten) om alle maatregelen met een terugverdientijd van vijf jaar of minder uit te voeren. In 2027 zullen maatregelen met een terugverdientijd van zeven jaar of minder verplicht worden. De rijksoverheid verstrekt middelen aan omgevingsdiensten, het Staatstoezicht op de Mijnen (SODM) en Inspectie Leefomgeving en Transport (ILT) voor toezicht en handhaving op de energiebesparingsplicht. Door de handhaving op de energiebesparingsplicht te versterken kan het energiebesparingspotentieel beter benut worden. Dit kan worden gedaan door tenminste 50 procent van de doelgroep te controleren in vier jaar.
RATIONALE	Energie die niet wordt gebruikt hoeven we ook niet op te wekken, te transporteren en te importeren. Door energiebesparing kunnen bedrijven en instellingen hun energiekosten verlagen. Energiebesparing zorgt er voor dat bedrijven, maar ook de maatschappij toegang houden tot energie. Door energie te besparen zorgen we ervoor dat het energiesysteem zo efficiënt mogelijk wordt benut en uitval zoveel mogelijk wordt voorkomen. De maatregelen die uitgevoerd moeten worden besparen energie en reduceren altijd CO_2. Hiermee dragen deze maatregelen bij aan de verduurzaming. Een belangrijk instrument om energie te besparen is de energiebesparingsplicht. De energiebesparingsplicht houdt in dat alle maatregelen met een terugverdientijd van vijf jaar of minder moeten worden uitgevoerd. Dit omvat 149 maatregelen, waaronder het isoleren van daken, installeren van LED verlichting en toepassen van energiezuinige motoren. Toezicht en handhaving is cruciaal voor de naleving van de energiebesparingsplicht. Toezicht wordt uitgevoerd door omgevingsdiensten, Inspectie Leefomgeving en Transport(ILT) en het Staatstoezicht op de Mijnen (SODM). De maatregelen die moeten worden uitgevoerd zorgen voor een lagere energievraag. Een lagere energievraag zorgt ervoor dat het energiesysteem efficiënter functioneert. Een lagere energievraag kan ook leiden tot een lagere transport en piekvraag. Ook zorgt het voor verlaging van de energiekosten, het minder afhankelijk worden van de import van fossiele brandstoffen uit derde landen en draagt energiebesparing bij aan het reduceren van de CO_2 uitstoot. *Stand van zaken energiebesparingsplicht* Circa 104.000 locaties moeten voldoen aan de energiebesparingsplicht. Niet alle bedrijven en instellingen rapporteren of voeren maatregelen uit. De stand van zaken per 1 november 2024 over de a) de informatieplicht en b) de onderzoeksplicht is als volgt:

a) Informatieplicht (minder intensieve bedrijven en instellingen): Er is voor 51.099 locaties een informatieplichtrapportage ingediend. Dit is 45% van de verwachte doelgroep. Uit deze rapportages volgt dat er voor de betreffende locaties samen in totaal circa 1,1 miljoen maatregelen van toepassing zijn, waarvan circa 71% volledig, 9% gedeeltelijk en 20% (nog) niet is uitgevoerd. Uit signalen van omgevingsdiensten blijkt dat de rapportages met regelmaat ook fouten bevatten waardoor het percentage uitvoerde maatregelen wel eens lager kan liggen. In de periode 2019 tot en met 2022 zijn ruim 60.000 rapportages ingediend. Een vergelijking is lastig, maar het is de verwachting dat er deze periode (2023-2027) meer dan 60.000 rapportages worden ingediend.



b) Onderzoeksplicht (energie-intensieve bedrijven): Tot 1 november 2024 zijn 2.351 onderzoeksplichtrapportages ingediend, wat neerkomt op circa 57% van de doelgroep bestaande uit 4.150 locaties[30]. Uit de rapportages blijkt dat in de jaren 2021 – 2023 6.202 maatregelen zijn uitgevoerd en dat dit een jaarlijkse energiebesparing van circa 29,3 petajoule (PJ) heeft opgeleverd. In de rapportages zijn 6.061 kosteneffectieve maatregelen met een terugverdientijd van vijf jaar of minder geïdentificeerd die nog uitgevoerd moeten worden en daarom zijn opgenomen in de uitvoeringsplannen van de betreffende locaties. Het alsnog treffen van deze maatregelen leidt tot een potentiële jaarlijkse besparing van circa 34 PJ aan energie. Het is echter mogelijk dat het potentieel nog hoger ligt aangezien uit signalen van omgevingsdiensten blijkt dat niet alle rapportages correct zijn ingevuld.

Ondanks dat er onder de rijksbijdrage van toezicht en handhaving sinds 2022 al circa 7.700 locaties zijn bezocht en bijna 15.000 overtredingen zijn geconstateerd zijn er veel bedrijven die dus nog niet aan de informatieplicht of onderzoeksplicht hebben voldaan en alle maatregelen hebben uitgevoerd met een terugverdientijd van vijf jaar of minder. Er ligt dus nog een energiebesparingspotentieel. Dit wordt ook onderbouwd door het rapport van de Algemene Rekenkamer (AR).[31] De AR constateert dat in de periode vóór 2023 de minister weinig grip heeft gehad op de energiebesparingsplicht. Daarbij is onbekend hoe groot de doelgroep is en welke bedrijven hieronder vallen. Ook raadt de AR aan dat meer risico gestuurd toezicht moet plaats vinden. Het beeld, onder meer uit klankbordgroepen, is dat onvoldoende toezicht en handhaving plaatsvindt en dat bedrijven daarom niet aan de slag gaan met het uitvoeren van energiebesparende maatregelen en het voldoen aan de regelgeving.

Ontwikkelingen toezicht en handhaving

De effectiviteit van de energiebesparingsplicht hangt af van toezicht en de mate van naleving. Op verschillende wijzen wordt toezicht en handhaving op de energiebesparingsplicht al versterkt. Om toezicht en handhaving te verbeteren

[30] *2022: 4.930 adressen volgens CBS; inschatting 4.000 tot 4.290 (gem = 4.145) adressen onder onderzoeksplicht.*
[31] *Energiebesparingsplicht. Hoge ambities, onbekend Resultaat. Via:* https://www.rekenkamer.nl/publicaties/rapporten/2024/11/21/energiebesparingsplicht-2008-2023

ondersteunt KGG via Rijkswaterstaat de omgevingsdiensten met kennis over de wetgeving en energiebesparende technieken via webinars. Ook wordt samenwerking gestimuleerd tussen omgevingsdiensten zodat goede voorbeelden bij elke omgevingsdienst bekend worden. Via het Klimaatfonds wordt vanaf 2025 ingezet op risicogestuurd toezicht en het verbeteren van de opleidingen. Om de knelpunten in kaart te brengen ontwikkelt Omgevingsdienst Nederland(ODNL) samen met partners zoals Interprovinciaal Overleg (IPO), Vereniging Nederlandse Gemeenten (VNG) en KGG een uitvoeringsagenda. Daarbij is specifieke aandacht voor opleidingen en datagestuurd toezicht. Om het inzicht in de doelgroep van de energiebesparingsplicht te verbeteren werkt KGG het amendement Kröger[32] op de Energiewet uit. Dit amendement regelt de grondslag voor de energiegegevensoverdracht ten behoeve van het toezicht op de energiebesparingsplicht. Het ontwerpbesluit datadeling energiebesparingsplicht is september 2024 geconsulteerd. Hiermee wordt het voor de toezichthouders beter inzichtelijk wie tot de doelgroep behoort. Als het ontwerpbesluit datadeling inwerking is getreden dan zal toezicht en handhaving efficiënter kunnen plaats vinden. Hierdoor is de verwachting dat het effect van de in deze claim genoemde middelen een groter effect hebben. Momenteel wordt verkend binnen de uitvoeringsagenda van omgevingsdiensten of een reductiepercentage energiebesparing bepaald kan worden per controle. In de loop van 2025 moet daar meer duidelijk over worden. De AR constateert dat vóór 2023 weinig toezicht en handhaving plaats vond. Echter is vanaf 2022 t/m 2026 €56 miljoen euro beschikbaar gesteld aan de omgevingsdiensten voor capaciteit en het opbouwen van kennis om de toezicht en handhaving op de energiebesparingsplicht te versterken. Inmiddels is circa 94 FTE aan toezichthouders aangenomen. De verwachting is dat de kwaliteit de controles en de kwantiteit van het aantal controles gaat toenemen in de loop de jaren.

Beschikbare middelen vanaf 2027
Vanaf 2027 is jaarlijks 13,4 miljoen euro beschikbaar voor toezicht en handhaving vanuit de rijksbegroting. Met dit bedrag kunnen jaarlijks naar verwachting circa 7.700 locaties (7,4% van de verwachte doelgroep van 104.000 locaties) worden bezocht. Dit bedrag is bedoeld voor omgevingsdiensten, ILT en het SODM.
In de vierjaarlijkse cyclus van de energiebesparingsplicht kunnen met deze rijksbijdrage van 53,6 miljoen euro (13,4 x 4 jaar) naar verwachting 30.757 controles worden uitgevoerd. Ongeveer 29,5% van de verwachte doelgroep (104.000 locaties) kan in de cyclus van vier jaar worden bezocht.

Voorgestelde versterking van toezicht en handhaving
Door de handhaving op de energiebesparingsplicht te versterken kan het energiebesparingspotentieel beter benut worden. Het energiebesparingspotentieel kan benut worden door toezicht en handhaving dusdanig te versterken dat 50% controle van de doelgroep mogelijk is. Door energiebesparende maatregelen uit te voeren en hierop te controleren:

1. ontstaat er meestal meer ruimte binnen de huidige netaansluiting. Energiebesparing kan netcongestie en verzwaringsinvesteringen voorkomen;
2. worden de energiekosten voor bedrijven en instellingen verlaagt. Hiermee kunnen ze eventuele prijsstijgingen in de energiemarkt beter opvangen;

[32] *Kamerstuk 36 378, nr. 19.*

	3. behaalt het rijk het energiebesparingsdoel uit de EED van 11,7% besparing in 2030 t.o.v. het EU referentiescenario uit 2020. Ook draagt energiebesparing bij aan het behalen van de doelen van het Klimaatakkoord. Er is nog voldoende energiebesparingspotentieel. Momenteel belast dit onnodig het elektriciteitsnet. Volgens Netbeheer Nederland en BCG leidt circa additionele 10% energiebesparing tot 1,4% piekreductie van de transportvraag. Een energiecontrole leidt echter niet direct tot 10% energiebesparing. Het gerealiseerde percentage energiebesparing per controle varieert. Momenteel wordt verkend binnen de uitvoeringsagenda van omgevingsdiensten of een reductiepercentage energiebesparing bepaald kan worden per controle. In de loop van 2025 moet daar meer duidelijk over worden. Door het energiebesparingspotentieel beter te handhaven neemt het energiegebruik af. In de KEV 2020 wordt geschat dat de energiebesparingsplicht in 2030 ongeveer 17-24 PJ besparing oplevert t.o.v. 2020. In 2023 is de energiebesparingsplicht verder aangescherpt door ETS-bedrijven, vergunningsplichtige bedrijven en glastuinbouwbedrijven toe te voegen aan de energiebesparingsplicht. Het toevoegen van de ETS-sector leidt in de periode 2021-2025 naar verwachting tot een reductie van 1,95Mton CO_2. Ook wordt er aangegeven dat er een bestaand potentieel is in de dienstensector van 0,8 tot 1,1 Mton CO_2 reductie in 2030. Dit geldt ook voor de periode 2026-2030. Het toevoegen van de vergunningsplichtige bedrijven aan de energiebesparingsplicht heeft een potentieel van 2 tot 6 PJ energiereductie in 2030. Voor de glastuinbouw zijn geen cijfers bekend. Kortom, aangezien niet elk bedrijf bezocht is en dat de doelgroep is uitgebreid in 2023 bij de energiebesparingsplicht toont aan dat er nog energiebesparingspotentieel is.
EFFECTEN	*Doeltreffendheid* Toezicht en handhaving is een belangrijke factor om bedrijven en instellingen te bewegen om te voldoen aan wetgeving. Op basis van rapportages is te zien dat bedrijven niet voldoen aan de energiebesparingsplicht. De omgevingsdiensten controleren bedrijven en instellingen op de uitgevoerde maatregelen met een terugverdientijd van vijf jaar of minder en kan een dwangsom opleggen tot de overtreding is verholpen. Ook uit de recente evaluatie van de informatieplicht blijkt dat toezicht en handhaving bedrijven en instellingen er toe beweegt te voldoen aan de energiebesparings- en informatieplicht.33 Het versterken van toezicht en handhaving leidt er toe dat meer energie kan worden bespaard. Volgens Netbeheer Nederland en BCG leidt 10% energiebesparing tot 1,4% piekreductie van de transportvraag. Een bijkomstigheid van het realiseren van energiebesparing is ook een minder energievraag en het transport ervan. Om meer energiebesparing te realiseren wordt daarnaast gewerkt aan een uitvoeringsagenda met omgevingsdiensten. In deze uitvoeringsagenda worden de belangrijkste knelpunten aangepakt waardoor omgevingsdiensten efficiënter toezicht kunnen houden en meer risico gestuurd te werk kunnen gaan. Ook wordt door KGG een Energiebesparingsfonds verkend waarin bedrijven, vallend onder de energiebesparingsplicht, leningen kunnen krijgen om energiebesparende maatregelen te kunnen uitvoeren. Diverse initiatieven dragen dus bij aan het bereiken van het doel om meer energiebesparing te realiseren. *Doelmatig*

[33] *Evaluatie Informatieplicht Energiebesparing | Rapport | Rijksoverheid.nl*

Toezicht en handhaving is een van de belangrijkste instrumenten om bedrijven er toe te bewegen te voldoen aan de wettelijke plicht. Hoewel communicatietrajecten blijven doorlopen, is inzet op handhaving belangrijk om een gelijk speelveld te creëren en te voorkomen dat de wettelijke verplichting een loze letter lijkt. RVO en omgevingsdiensten maken aan de hand van de informatieplichtrapportage een risico-inschatting voor controles. RVO kent een automatische rubriceringscode toe aan de ingediende informatieplicht rapportage. Hiermee worden bedrijven met een groot energiebesparingspotentieel en/of een groot risico op niet-uitvoering van energiebesparende maatregelen eerder gecontroleerd. De uitdaging hierbij blijft dat niet alle bedrijven een rapportage indienen. Zoals eerder aangegeven heeft slechts 45% van de verwachte doelgroep een informatieplichtrapportage ingediend en 57% een onderzoeksplichtrapportage. Met de energiegegevens die naar verwachting medio 2025 beschikbaar komen via de netbeheerder voor toezicht en handhaving op de energiebesparingsplicht, is deze doelgroep die niet rapporteert wel in beeld.

Effecten op een duurzaam, betrouw en betaalbaar elektriciteitssysteem
Toezicht en handhaving zorgt er voor dat de naleving van de energiebesparingsplicht wordt gecontroleerd. De maatregelen die moeten worden uitgevoerd zorgen meestal voor een lager energievraag. Een lagere energievraag zorgt er voor dat het energiesysteem efficiënter functioneert. Ook zorgt het voor verlaging van de energiekosten, het minder afhankelijk worden van de import van fossiele brandstoffen uit derde landen en draagt energiebesparing bij aan het reduceren van de CO_2 uitstoot.

Effecten op een passende transportcapaciteit voor het elektriciteitssysteem
Door energiebesparende maatregelen uit te voeren behouden bedrijven en instellingen meer ruimte binnen de huidige netaansluiting. Hierdoor hoeft de aansluiting niet te worden verzwaard. Energiebesparing is dus ook in het belang van bedrijven zelf. Veel maatregelen die onder de plicht vallen gaan netcongestie tegen. Denk hierbij aan het installeren van ledverlichting, een energiezuinige motor in een machine of energie-efficiënte ventilatoren voor luchtcirculatie. De huidige lijst van energiebesparende maatregelen (Erkende maatregelenlijst) omvat 149 maatregelen[34]. Deze maatregelen kunnen zowel het gasgebruik als het elektriciteitsgebruik verlagen. In een enkele situatie kan het voorkomen dat het een gasgestookte maatregel (bijv. een oven of verwarmingsketel) vervangen wordt door een elektrisch alternatief. Dit leidt uiteraard wel tot meer elektriciteitsgebruik, ondanks dat het gasverbruik binnen de organisatie sterk wordt verminderd. Veel andere maatregelen binnen een dergelijke organisatie verminderen de elektriciteitsvraag. Daardoor kan de toename van die enkele maatregel die meer elektriciteit gebruikt worden ondervangen.

Effecten op diverse doelgroepen
Bedrijven en instellingen vanaf 50.000 kWh elektriciteit of 25.000 m3 aardgasequivalenten vallen onder de energiebesparingsplicht. Zij ervaren de effecten direct. De doelgroep betreft naar verwachting 104.000 locaties in Nederland. Deze doelgroep varieert van de mkb-onderneming tot en met een groot industrieel bedrijf. Een versterking van toezicht leidt er toe dat er een gelijk speelveld ontstaat voor bedrijven. Bedrijven worden door toezicht gestimuleerd om aan de slag te gaan.

[34] *RVO Erkende maatregelenlijst. Via: Erkende maatregelenlijsten (EML) | RVO.nl*

	Bedrijven, instellingen en burgers die gevestigd zijn in hetzelfde gebied als het bedrijf die energie bespaart hebben het voordeel dat zij ruimte houden binnen hun huidige netaansluiting. Dit van toepassing voor zowel bedrijven die onder de grens van de energiebesparingsplicht vallen als boven de grens. Als er minder energie wordt gebruikt profiteren burgers, bedrijven en instellingen hiervan. Er is dan namelijk minder vraag naar energie en dat leidt tot lagere prijzen. *Neveneffecten* Energiebesparing bij bedrijven en instellingen leidt er toe dat er meer ruimte is binnen het elektriciteitssysteem om energie te gebruiken. Door te investeren in toezicht en handhaving ontstaat er een gelijk speelveld voor bedrijven. Bedrijven worden ongeacht grootte of vestigingsplaats gecontroleerd. Door te investeren in toezicht en handhaving zal er personeel aangetrokken moeten worden. Dit personeel kan direct vanuit de opleiding komen, maar kan ook afkomstig zijn van commerciële of niet-commerciële organisaties. Op deze plekken ontstaat een arbeidstekort. *Termijn om effect te realiseren* Zodra een energiebesparende maatregel is uitgevoerd heeft het direct effect. Als de toezichthouders bedrijven controleren en constateren dat een maatregel nog moet worden uitgevoerd dan legt de toezichthouder veelal een periode op van één tot twaalf maanden waarin de maatregel moet worden uitgevoerd. Met de huidige beschikbare middelen van 13,4 miljoen euro per jaar kunnen naar verwachting 7.700 locaties (7,4% van de verwachte doelgroep) worden gecontroleerd. Om de circa 104.000 locaties te bezoeken is dus 13,5 jaar nodig. Er is dus nog veel onbenut energiebesparingspotentieel. Daarom is meer nodig, namelijk 37,1 miljoen om in 4 jaar minstens 50% te bezoeken.
RAND-VOORWAARDEN	*Impact van maatregel op ruimtelijke ordening* Het realiseren van energiebesparing leidt tot een verminderde algehele vraag aan energie. Ook voorkomt energiebesparing verzwaring van netaansluitingen. Een lager energievraag en het voorkomen van verzwaarde netaansluitingen zorgt er voor dat er minder energie infrastructuur moet worden gerealiseerd. Dit voorkomt dus de impact in de ruimtelijke ordening. *Betrokken partijen en draagvlak* Handhaving op de energiebesparingsplicht wordt uitgevoerd door omgevingsdiensten, ILT en SodM. De meeste locaties vallen onder toezicht van de omgevingsdiensten. Onder het toezicht van ILT en SodM vallen enkele honderden locaties. Het sterker handhaven op de energiebesparingsplicht is daarnaast relevant voor gemeenten en provincies, omdat zij de opdrachtgevers zijn van omgevingsdiensten. Daarbij zijn relevante partijen dus VNG en IPO. Bedrijven en brancheverenigingen geven diverse signalen af over toezicht en handhaving. Enerzijds horen we uit signalen van klankbordgroepen dat bedrijven niet aan de slag gaan met energiebesparing omdat er te weinig toezicht is. Anderzijds horen we dat bedrijven het belangrijk vinden dat er wordt toezicht gehouden zodat er een gelijk speelveld ontstaat. Men vindt het eerlijk als de buurman of de concurrent ook wordt bezocht. Naast dat een toezichtbezoek veel tijd en geld kost, levert het soms ook kostenreductie op. *Juridische mogelijkheden* De beleidsoptie is juridisch mogelijk. De energiebesparingsplicht is een reeds bestaande verplichting opgenomen in het Besluit activiteiten leefomgeving en Besluit bouwwerken leefomgeving.

	Uitvoering Er is capaciteit nodig bij de uitvoerende partijen. Momenteel zijn met de huidige additionele rijksbijdrage (2022-2026) van 56 miljoen euro 95 fte aan toezichthouders aangenomen. Als toezicht en handhaving wordt geïntensiveerd moet nieuw personeel worden geworven. Op basis van de huidige rijksbijdrage weten we dat personeel moet worden geworven en worden opgeleid. Dit kost circa 1 tot 2 jaar.
BUDGETTAIRE GEVOLGEN	Vanaf 2027 is jaarlijks 13,4 miljoen euro beschikbaar voor toezicht en handhaving vanuit de rijksbegroting. Met dit bedrag kunnen jaarlijks naar verwachting circa 7.700 locaties (7,4% van de verwachte doelgroep) worden bezocht. Dit bedrag is bedoeld voor omgevingsdiensten, ILT en het SODM. In de vierjaarlijkse cyclus van de energiebesparingsplicht kunnen met deze rijksbijdrage van 53,6 miljoen (13,4 x 4 jaar) naar verwachting 30.757 controles worden uitgevoerd. Ongeveer 29,5% van de verwachte doelgroep (104.000 locaties) kan in de cyclus van vier jaar worden bezocht. Door de handhaving op de energiebesparingsplicht te versterken kan het energiebesparingspotentieel beter benut worden. Het energiebesparingspotentieel kan benut worden door toezicht en handhaving dusdanig te versterken dat 50% controle op de doelgroep mogelijk is. Om het energiebesparingspotentieel beter te benutten is vanaf 2027 €9,267 miljoen per jaar extra nodig. Voor vier jaar betreft dit bedrag € 37.068 miljoen.

	JAARLIJKSE FINANCIËLE MIDDELEN	FINANCIËLE MIDDELEN VOOR EEN PERIODE VAN VIER JAAR	PERCENTAGE VAN DE DOELGROEP DAT BEZOCHT KAN WORDEN IN VIER JAAR
Beschikbare middelen vanaf 2027	€ 13,4 mln	€ 53,6 mln	29,5% (30.757 locaties)
Voorgestelde intensivering vanaf 2027	+ € 9,3 mln (totaal dus 22,685)	+ € 37,1 mln (totaal dus € 90,74 mln)	50% (52.000 locaties)

IN MLN.	2026	2027	2028	2029	2030	STRUC	CUM
Sterker handhaven energiebesparing		9,27	9,27	9,27	9,27	Nee	37,1

Om toezicht en handhaving te versterken is ook meer beleidsmatige inzet nodig via het ministerie van KGG. Deze beleidsmatige inzet heeft als doel om toezicht en handhaving verder te professionaliseren en te werken aan uniformere en efficiëntere uitvoering. Gerekend is met een fte van circa € 150.000 per jaar.

RELATIE TUSSEN BELEIDSOPTIES	Deze beleidsoptie valt samen met beleidsoptie 3.4 Flexibiliseren Grootverbruikers in het cluster grootverbruikers.

Beleidsoptie 3.6 Aanjagen energiehubs

OMSCHRIJVING	Het Rijk versterkt de ontwikkeling van energiehubs door een partij aan te wijzen die als taak krijgt om collectieve flexibiliteit achter één aansluiting te organiseren. Nader onderzoek is nodig om een specifieke partij te kunnen aanwijzen.
RATIONALE	Energiehubs worden omschreven als: Een slim gestuurd, decentraal energiesysteem waar (hernieuwbare) energieopwekking en energieconsumptie in een specifiek gebied zoveel mogelijk op elkaar wordt afgestemd (wel verbonden met het hogere energiesysteem) via slimme sturing, flexibele opslag en/of conversie van elektriciteit naar een andere energiedrager. Ze zorgen ervoor dat opslag, aanbod en vraag lokaal beter op elkaar worden afgestemd. Zo wordt het transport van energie geminimaliseerd en de verzwaring van het midden- en hoogspanningsnet beperkt. Flexibiliteit binnen energiehubs draagt bij aan het lokaal onderling uitwisselen van energie en het afvlakken van pieken, zodat hierdoor ook minder transportcapaciteit nodig is. Deze flexibiliteit wordt door partijen binnen een energiehub collectief geregeld, bijvoorbeeld met behulp van batterijen. Tot nu toe ligt de verantwoordelijkheid voor het realiseren van dit soort collectieve investeringen bij de afzonderlijke gebruikers van het elektriciteitsnet. Zij moeten zich daarvoor in een collectieve (juridische) entiteit organiseren. Zo'n collectieve entiteit komt echter niet vanzelf tot stand. Het doen van (extra) gezamenlijke investeringen in collectieve flexibiliteit is veelal een hobbel, omdat dit niet alleen technische afhankelijkheden creëert, maar ook juridische en financiële afspraken vereist met bijbehorende vragen rondom bijv. aansprakelijkheid. Bovendien ontbreekt vaak de nodige informatie over de ontwikkeling van het transportvermogen. Het niet realiseren van collectieve flexibiliteit, terwijl dat wel een positieve maatschappelijke business case heeft, kan gezien worden als een vorm van marktfalen. Tot nu toe zijn er meer dan 100 initiatieven voor energiehubs in Nederland, maar is nog maar een klein aantal pilots gerealiseerd. De bestuurlijk aanjager Slim met Stroom (Gerard Schouw) heeft in zijn advies 'Slim met Stroom voor Groene Groei' oorzaken aangegeven waarom energiehubs moeizaam van de grond komen. Hij adviseert om meer regie te organiseren op het ontstaan van energiehubs, onder meer door het maximaal faciliteren van de realisatie van flexibele capaciteit (collectieve flexibiliteit) met informatie en financieringsmogelijkheden. Een partij die collectieve flexibiliteit faciliteert, kan hierin voorzien. Het organiseren van collectieve flexibiliteit kan op verschillende manieren vorm krijgen. De taak om energieopslag- of conversietoepassingen te realiseren kan bij publieke of publiek-private partijen komen te liggen. Dit kunnen netbeheerders of netwerkbedrijven zijn. Ook is denkbaar dat marktpartijen als service-verlener hierbij een belangrijke rol krijgen. De vraag welke partij deze taak zou moeten krijgen, vergt nadere uitwerking. Hieronder enkele opties • Netbeheerders. Netbeheerders hebben als belangrijk voordeel dat zij kennis en inzicht hebben in – te verwachten veranderingen in – de mogelijkheden en beperkingen van de nettopologie. Daarnaast hebben netbeheerders belang bij een goede kwaliteitsborging van (collectieve flexibiliteit van) energiehubs. De wettelijke kaders stellen nu strenge beperkingen aan de rol van de netbeheerder. Die zou zo'n rol nu niet mogen vervullen.

- Netwerkbedrijven. Analoog aan de ontwikkeling van de uitrol van laadinfrastructuur voor elektrisch vervoer zouden netwerkbedrijven een initiërende rol kunnen vervullen. Deze rol zou gaandeweg door marktpartijen kunnen worden overgenomen. De (nieuwe) Energiewet lijkt hiervoor, mede door het groepsverbod, (zeer) beperkte ruimte te bieden voor netwerkbedrijven, en enkel in geval van netcongestie. De mogelijke invulling hiervan lijkt nog onduidelijk. Netwerkbedrijven hebben niet de uitgebreide kennis van de nettopologie die netbeheerders wel hebben.
- Marktpartijen. Marktpartijen zouden een initiërende rol kunnen krijgen, of, zoals hierboven benoemd, de rol als organisator van collectieve flexibiliteit in een later stadium kunnen overnemen dan netwerkbedrijven.

Zoals gezegd vergt de vraag wie de organisatie van collectieve flexibiliteit op zich kan nemen verder onderzoek. De netbeheerder zou, ten behoeve van kwaliteitsborging, eisen kunnen stellen aan de partij die de collectieve flexibiliteit gaat organiseren. Deze kunnen worden opgenomen in de aansluit- en transportovereenkomst. De vraag is vervolgens welke partij er aan de eisen kan voldoen. Daarbij dient ook uitgezocht te worden hoe de inzet van netwerkbedrijven en marktpartijen verschilt, en dan vooral in de benodigde prikkels die zij behoeven om collectieve flexibiliteit te realiseren.

De focus voor het organiseren van collectieve flexibiliteit ligt eerst op grootverbruikers, omdat momenteel enkel grootverbruikers mogen deelnemen in een groepscontract (GTO) voor energiehubs. De deelname van kleinverbruikers is momenteel nog niet mogelijk en behoeft nader onderzoek. Wel is duidelijk dat de complexiteit van energiehubs groter wordt bij deelname van kleinverbruikers. Dit stelt extra eisen aan het organiserend vermogen, ook op het gebied van collectieve flexibiliteit. Daarmee groeit ook de behoefte aan een partij om dit te faciliteren.

EFFECTEN

Energiehubs kunnen ervoor zorgen dat bedrijven onderling hun aanbod van en vraag naar hernieuwbare energie beter kunnen afstemmen. Zo kunnen zij zonder grotere aansluiting toch elektrificeren. Hierdoor worden economische en maatschappelijke functies mogelijk die door netcongestie anders belemmerd zouden worden en kan verduurzaming van bedrijvigheid, mobiliteit en wonen doorgang vinden. Ook wordt de behoefte aan transportcapaciteit kleiner en daarmee de vraag naar (en ruimtebeslag van) infrastructuur. Hiermee hebben de hubs verschillende maatschappelijke baten. Een voorwaarde is wel dat het voor partijen aantrekkelijk is om samen te werken, waarbij collectieve investeringen een belangrijke factor kunnen zijn.

Studies en praktijkpilots tonen aan dat energiehubs veel potentie hebben. Op zo'n 1.200 locaties kunnen energiehubs gerealiseerd worden, die in totaal tot 3,2 gigawatt aan piekbelasting van het elektriciteitsnet kunnen verlichten.[35] Energiehubs – met name als ze als collectief (met een gezamenlijke juridische entiteit) willen beschikken over assets als batterijen - vragen hogere voorinvesteringen. Zo'n collectief zou hiervoor bijvoorbeeld een lening kunnen aanvragen, maar dat vraagt dan veelal ook eigen vermogen. In de Power-to-X studie in Utrecht[36] wordt aangegeven dat deze investeringen binnen een paar jaar terugverdiend kunnen worden. De kosten van energie zijn op de langere

[35] *Royal HaskoningDHV - De Families van Energyhubs in Nederland (*link rapport)
[36] *KWR - Verkenning Power-to-X voor drie bedrijventerreinen in de provincie Utrecht (*link website)

	termijn lager bij slimme ingrepen op het gebied van energieopwekking en -opslag, onderlinge uitwisseling van beschikbare energie en diversificatie van energiedragers. Dit komt mede door afname in kosten voor inkoop van energie en voor transport van elektriciteit. Collectieve flexibiliteit is hierbij een belangrijk ingrediënt. Een grove schatting is dat de maatregelen om collectieve flexibiliteit te organiseren leidt tot tenminste 20 tot 40% hogere realisatie van de potentie aan energiehubs. Het onderzoek van NBNL/BCG laat zien dat bij actieve locatiesturing van opwek en (groot)verbruik de verzwaringsopgave kan verminderen. Het technisch besparingspotentieel voor het totaal aan opties met locatiesturing wordt geschat op cumulatief €2-3 mld. bij opwek (scenario 1) en €1.5-2 mld cumulatief bij verbruik (scenario 2). Energiehubs is een van de mogelijkheden die hieraan zou kunnen bijdragen, door bijvoorbeeld een 40 MW windpark slechts maximaal 20MW transportcapaciteit te laten gebruiken (de opgewekte elektriciteit wordt lokaal gebruikt of in een batterij opgeslagen).
RAND-VOORWAARDEN	*Ruimtelijke ordening/energieplanologie* Energiehubs hebben impact op de vraag naar transportvermogen en daarmee op de behoefte aan netverzwaring. Er zullen minder netverzwaringen nodig zijn, en daardoor is de ruimtelijke impact kleiner. Het realiseren van installaties voor collectieve flexibiliteit zal ook ruimte vragen. Ingeval dit echter leidt tot minder behoefte aan individuele flexibiliteit, bespaart dit weer ruimte (per saldo een positief effect) *Betrokken partijen en draagvlak* Medeoverheden spelen een faciliterende rol bij het realiseren van energiehubs. Als energiehubs worden 'ontzorgd' met betrekking tot het realiseren van collectieve flexibiliteit, zal dit voor de medeoverheden ook ontzorgend zijn. Daar staat tegenover dat de realisatie van meer energiehubs voor medeoverheden en netbeheerders extra inzet vraagt. *Regulering* Het toewijzen van de rol van organisator van collectieve flexibiliteit aan netwerkbedrijven is wordt onderzocht. De (nieuwe) Energiewet lijkt hiervoor, mede door het groepsverbod, (zeer) beperkte ruimte te bieden voor netwerkbedrijven, en enkel in geval van netcongestie. De mogelijke invulling hiervan lijkt nog onduidelijk. *Uitvoering* Collectieve flexibiliteit kan ertoe leiden dat minder investeringen in het net nodig zijn. Echter leidt dit tot andere noodzakelijke investeringen voor collectieve flexibiliteitsoplossingen, zoals investeringen in een energieopslagfaciliteit of aanpassing van een bedrijfsproces. De kosten voor deze oplossingen worden nu door marktpartijen gedragen. Via constructies als een gesloten distributiesysteem of groepstransportcontract kunnen marktpartijen beloond worden door netbeheerders, voor zover de gezamenlijke belasting inderdaad verlaagd kan worden. Er dient nader onderzocht te worden of deze instrumenten en de daaruit voortvloeiende compensaties voldoende zijn voor alle mogelijke typen energiehubs. Als dit niet het geval is en collectieve flexibiliteit niet van de grond komt ondanks de positieve maatschappelijke business case, kunnen netwerkbedrijven of andere partijen de taak krijgen om collectieve flexibiliteit te organiseren. Netbeheerders hoeven hierdoor minder te investeren in netverzwaring. Er dient daarbij onderzocht te worden hoe de

	vermeden investeringen in het net zich verhouden tot de benodigde investeringen voor collectieve flexibiliteit.
BUDGETTAIRE GEVOLGEN	Er zijn voor de Rijksoverheid geen extra kosten verbonden aan het aanwijzen van een partij die de taak krijgt om collectieve flexibiliteit te organiseren. Wel zal deze taak bij de aangewezen partij tot extra kosten kunnen leiden in de vorm van voorinvesteringen en/of risicodragend kapitaal. Dan speelt de vraag onder welke condities deze partij daartoe bereid is. Daarnaast zijn er kosten voor de organisatie en het samenbrengen van de partijen die gebruik zullen gaan maken van de collectieve flexibiliteit. De ordergrootte van deze kosten is waarschijnlijk beperkt, een eerste inschatting zou een aantal miljoen euro per jaar zijn. Echter is nader onderzoek nodig om deze kosten voor de aan te wijzen partij concreet te maken. Hiernaast zou het verbreden van de SCE subsidie voor het opnemen van een windpark of zon-pv project in een energiehub wellicht een positief effect kunnen hebben op het aanjagen van energiehubs.
RELATIE TUSSEN BELEIDSOPTIES	Deze beleidsopties valt samen met beleidsoptie 3.7 Locatie sturen via energieplanologie, 3.8 Invoeren van verschillende biedzones binnen NL, 3.9 Gerichter investeren in elektrolysers op de juiste locatie en 3.10 Actiever grondbeleid voeren op ruimtelijke inpassing in het cluster Locatiesturing van het BCG en Netbeheer Nederland onderzoek.

Beleidsoptie 3.7 Locatie sturen via energieplanologie

OMSCHRIJVING	Deze beleidsoptie betreft het ruimtelijk sturen met publiekrechtelijke instrumenten. Dit wil zeggen dat overheden proactief reserveringen treffen voor de ontwikkeling van vraag, flexibiliteit en aanbod op netwerk-efficiënte locaties (denk aan locatiebeleid voor wind, zon, aanlandingen, elektriciteitscentrales w.o. kernenergie, elektrolyse, nieuwe bedrijvigheid, etc.).
RATIONALE	Het veranderende energiesysteem vraagt grote aanpassingen aan de energie-infrastructuur met een grote impact op de fysieke leefomgeving. Tijdige realisatie van verschillende onderdelen van de energieketens (bijvoorbeeld aanbod, stationscapaciteit en functies die het net balanceren) worden steeds meer van elkaar afhankelijk. Als de fysieke ruimte voor één van die functies niet beschikbaar is, werkt dat effect door op de hele keten en dreigt stagnatie. Van oudsher is de werkwijze van aanleg van infrastructuur reactief. De netbeheerder ziet een concrete aantoonbare behoefte om te investeren in de uitbreiding van infrastructuur, vaak op basis van een ontstaan knelpunt. Deze reactieve werkwijze is steeds minder toepasbaar in de huidige situatie. Op het moment dat de netbeheerder het project start, kost de aanleg van infrastructuur (van plan tot realisatie) gemiddeld 7 tot 10 jaar.[37] Dit komt onder meer door complexe ruimtelijke inpassing[38]. Locatiekeuzes vergen veel afstemming met overheden, private grondeigenaren, omwonenden en andere betrokken partijen. Dit blijft een belangrijk onderdeel van locatiekeuzes. Het voorstel in dit fiche is om er eerder mee te beginnen, en niet per project maar per gebied reserveringen te treffen, zodat de realisatie sneller kan starten op specifiek aangewezen locaties. De komende jaren blijft structureel sprake van een maakbaarheidsgat: capaciteitsuitbreiding kan de vraag niet bijbenen[39]. De verwachting is dat de projectportefeuille van netbeheerders fors blijft doorgroeien[40]. Benodigde uitbreidingsinvesteringen zijn voor een belangrijk deel afhankelijk van de geografische ontwikkeling van vraag en aanbod[41]. Het vermijden van locaties die niet systeem-efficiënt zijn, kan miljarden kostenbesparingen opleveren op infrastructuur-uitbreidingen (zie onder effecten). Ook biedt dit meer investeringszekerheid aan netbeheerders. Tekort aan ruimtelijke sturing leidt tot coördinatiefalen: • Behalve ruimtelijk/omgevingsbeleid en een actueel gebrek aan netcapaciteit, weerhoudt echter niets de markt om projecten met een grote energievraag of -aanbod te ontwikkelen op ongunstige locaties voor het energiesysteem (naast dat er voor een project natuurlijk ook specifieke vestigingsvoorwaarden kunnen gelden voor het slagen van het project). • Er bestaan geen wettelijke belemmeringen voor anticiperende investeringen van netbeheerders.[42] Het is vooral de beschikbaarheid van ruimte die de belemmering vormt. Het voorstel betreft daarom om het instrument ruimtelijke reserveringen in te zetten voor het energiesysteem op zowel nationaal, regionaal als lokaal niveau.

[37] *De doorlooptijd van projecten is mede afhankelijk van de aard van de infrastructuur en lokale omstandigheden.*
[38] *Landelijk actieprogramma Netcongestie, Kamerstukken II 2022/23, 29023, nr. 385, p. 11.*
[39] *Brief ACM aan EZK (april 2024).*
[40] *Target Grid (2023), TenneT*
[41] *Memorie van Toelichting Energiewet, kamerstukken II 2022/23, 36378, nr. 3 p. 194.*
[42] *Memorie van Toelichting Energiewet, kamerstukken II 2022/23, 36378, nr. 3 p. 194.*

Met ruimtelijke reserveringen wordt de beschikbaarheid van ruimte voor een voorziene ontwikkeling in de toekomst verzekerd, en daarmee tegenstrijdige ontwikkeling voorkomen. Ruimtelijke reserveringen worden in elk geval onderdeel bij locatiekeuzes/-sturing ten aanzien van:

- Elektriciteitsinfrastructuur
- Kerncentrales / grootschalige elektriciteitscentrales
- Aanlandingen Wind op zee
- Grootschalige elektrolyse
- Grootschalige batterijen
- Ook is het (ondanks ingrijpend) in specifieke gevallen denkbaar te kijken naar verplaatsing van bestaand grootverbruik.

Maatregelen:

1. *Het Programma Energiehoofdstructuur wordt vertaald naar proactieve reserveringen in de aangewezen voorkeursgebieden.*
   - Dit betekent dat vanuit het Rijk in het omgevingsplan ruimtelijke reserveringen worden gedaan voor nationale energieprojecten.
   - In het Programma Energiehoofdstructuur worden voorkeursgebieden aangewezen voor bijvoorbeeld stationsuitbreidingen, elektrolysers, kerncentrales en grootschalige elektriciteitscentrales. Aanvullend worden via Programma Aanlanding Verbindingen Wind op Zee (pVAWOZ) voorkeursgebieden aangewezen voor aanlanding van wind op zee.
   - Hierdoor is al goed in beeld wat maatschappelijk wenselijke locaties zijn voor energiefuncties. Echter worden op basis van deze programma's nu wel voorkeurslocaties gekozen maar geen reserveringen vastgelegd. Dit kan betekenen dat er op de voorkeurslocaties toch geen ruimte beschikbaar is en er extra transportinfrastructuur moet worden aangelegd of dat het vrijmaken van ruimte lang duurt en de energietransitie vertraagt.
   - Om in deze voorkeursgebieden ook ruimtelijke reserveringen te treffen, is gedetailleerd vervolgonderzoek nodig naar de effecten op ruimte en milieu in het betreffende gebied. Vervolgens kan per gebied de noodzaak voor uitbreiding van infrastructuur in de tijd en bijbehorende financiële consequenties in beeld worden gebracht. Daarna worden de reserveringen juridisch geborgd.
   - PEH en pVAWOZ worden als bouwstenen meegenomen binnen programma Novex (ontwikkelperspectieven van Rijk en regio in specifieke gebieden) en de Nota Ruimte (structurerende keuzes op nationaal niveau over ruimte. Zo worden de integrale keuzes in een gebied en de verhouding tot andere ruimtelijke claims in de voorkeursgebieden geborgd.

2. *Op decentraal niveau worden energievisies vertaald naar ruimtelijk beleid, inclusief proactieve reserveringen.*
   - Afspraken met decentrale overheden zijn nodig voor een systeem-efficiënte ruimtelijke inpassing op de lagere netvlakken.
   - Decentrale overheden zijn qua ruimtelijke sturing verantwoordelijk voor veel onderdelen, zoals locatiekeuzes over windmolens op land, zonnepanelen, hoogspanning van 150kV en lager.
   - Op regionaal niveau vergt dit een nadere (gestandaardiseerde) uitwerking en inzet van instrumenten door provincies en gemeenten aan de hand van de provinciale Energievisie.
   - In 2025 werkt het Rijk i.h.k.v. de uitwerking van de interbestuurlijke samenwerkingsagenda energiesysteem aan bestuurlijke afspraken over de doorontwikkeling van het energiesysteem; hier kunnen ook nadere

afspraken gemaakt worden over systeem-efficiënte locatiesturing via planologische instrumenten en wat hiervoor nodig is. Bijvoorbeeld door de energievisies op te stellen als een omgevingswetprogramma.

3. *Aanvullend, kan een aanpassing van de Omgevingswet (in samenhang met de uitwerking van artikel 6.12, tweede lid, Energiewet) het eenvoudiger maken voor decentrale overheden om ruimtelijk te sturen op nieuwe vraag en aanbod, vanuit doelmatig gebruik en ontwikkeling van energie-infrastructuur.*
    - Overheden dienen ook de impact op de energie-infrastructuur als belang te kunnen meewegen om bepaalde plannen wel/niet te vergunnen.
    - Waar bovenstaand beleid vooral nuttig is voor de programmering van aanbod, flexibiliteit en transport, kan deze maateregel helpen om ook te sturen op de afnamekant.
    - Decentrale overheden worden in staat gesteld om met het oog op het belang van de doelmatige ontwikkeling van de energie-infrastructuur ruimtelijke keuzes te maken die bepaalde netgebruikers sturen naar locaties waar het energieverbruik passend is bij de aanwezige (of te ontwikkelen) energie-infrastructuur.
    - Denk hierbij aan;
        - de mogelijkheid tot het aanwijzen van gebieden waar voorlopig geen nieuwe ruimtelijke ontwikkelingen met een grote energievraag of -aanbod worden toegestaan vanwege het vooruitzicht op basis van een energievisie en/of investeringsplan van de netbeheerder dat in die gebieden voorlopig niet/minder wordt geïnvesteerd in verzwaring van de elektriciteitsinfrastructuur;
        - de mogelijkheid voor decentrale overheden om de netbeheerder advies te vragen over de impact op het netwerk van een bepaalde ontwikkeling, en dit ook mee te wegen als onderdeel van een bredere ruimtelijke afweging.
    - De mogelijkheden hiertoe worden begrensd door de kaders van de Energiewet en de Europese regels rond de inrichting van de elektriciteits- en gasmarkt. Als een ontwikkeling op een locatie ruimtelijk is toegestaan, dan hebben verzoekers het recht om een aansluiting op het elektriciteitsnetwerk te verkrijgen en is er een plicht van de netbeheerder om die te realiseren.

EFFECTEN

Hieronder de maatschappelijke effecten van maatregel 1 en 2:

- Het effect is dat in de gereserveerde gebieden ruimte beschikbaar is voor beoogde functies, niet meer benut kan worden of minder geschikt is voor andere doelen (bijvoorbeeld woningbouw of bedrijvigheid).
- Deze maatregel zorgt ervoor dat lijninfrastructuur vermeden wordt, omdat er ruimte verzekerd wordt op netefficiënte locaties voor energieaanbod, energievraag en -flexfuncties.
- Realisatie van individuele projecten kan theoretisch versnellen, ondanks dat er nog steeds gedegen milieueffect-onderzoek nodig is tijdens de projectprocedure. Dit is een hypothese en moet nog wel nader worden onderzocht.
- Een reservering kan effect hebben op de grondwaarde (zie onder budgettaire gevolgen)
- De maatregel leidt ertoe dat lokale overheden de energie-infrastructuur tijdig en beter in aanmerking nemen bij ruimtelijke planvorming. Het tijdig afwegen van de effecten van activiteiten op de energie-infrastructuur stimuleert slimmere oplossingen in de samenhang tussen energie en ruimte.

Specifiek voor maatregel 3:

- De indirecte impact op energie-infrastructuur, als gevolg van een bepaalde ruimtelijke ontwikkeling, geeft momenteel veelal niet voldoende onderbouwing om bepaalde plannen af te wijzen of om daaraan voorwaarden te verbinden.
- Ook worden overheden mogelijk beter in staat gesteld om bijvoorbeeld te sturen op bijvoorbeeld bepaalde energieprofielen van bedrijfsterreinen; door bijvoorbeeld via de vergunningverlening aan te sturen op een bepaalde samenstelling van bedrijven die een gezamenlijk een gunstig energieprofiel hebben. De (toelichting bij) de aanpassing kan duidelijker maken waar gemeenten en provincies wel en waar niet op mogen sturen in het licht van de Energiewet en de elektriciteitsrichtlijn. Dit kan conflicten beperken.

Hieronder financiële besparingseffecten van locatiesturing:

- Locatiesturing op ontwikkeling van vraag- en aanbod kan significante kostenbesparingen opleveren op de aanleg van infrastructuur.
- Netbeheer Nederland en BCG hebben in het kader van dit IBO een kwantitatieve inschatting gemaakt van de potentie van locatiesturing. Daarbij is gekeken naar locatiesturing op bijkomende capaciteit tussen 2026-2040 én binnen asset-categorieën die stuurbaar geacht worden (opwek = PV, wind, kleine centrales; industrie, conversie, e.d.)
- Voor het middenspanningsnet is de inschatting dat:
    - Systeem-efficiënte locatiesturing op 2,6 GW hernieuwbare opwek (als aangenomen stuurbare capaciteit) kan leiden tot een besparing van €2 - €3 mld in scenario's voor 2040.
        - Uitgaande van een baseline-scenario in 2040, waar hernieuwbare opwekking meer organisch wordt ontwikkeld. Versus scenario's waarin opwek wordt gestuurd naar locaties waar capaciteit is op de netwerken.
    - Systeem-efficiënte locatiesturing op 2,2 GW grootverbruik (als aangenomen stuurbare capaciteit) naar systeem-efficiëntere locaties leidt in potentie tot besparing van €1,5 - €2 mld.
    - Suboptimale inpassing van systeem- en system-flow batterijen op het middenspanningsnet kan €3-4 Mld meerkosten opleveren t.o.v. de referentie-situatie (waarbij in de aannames 22GW batterijen op de meest systeem-efficiënte locaties zijn aangesloten, versus een willekeurige plaatsing).
- De impact op het (extra)hoogspanningsnet is complexer en binnen het beperkte tijdsbestek geven Netbeheer Nederland en BCG hier meer op hoofdlijnen kwantitatieve inzichten in. Aanvullend zijn hieronder ook enkele kwantitatieve kosteninschattingen van CE Delft toegevoegd n.a.v. de netdoorrekeningen en effectanalyses die zijn uitgevoerd voor het Programma Energiehoofdstructuur.
    - Suboptimale inpassing van conversievermogen (P2H/P2G) diep in het netwerk (ver van wind op zee) maximaal €10 mld meer kost dan de huidige aannames. Beleid is nodig om optimale locatie-inpassing van conversievermogen bij aanlanding Wind op Zee te verzekeren. Via Programma Energiehoofdstructuur is hier met ruimtelijk voorkeursbeleid al op geanticipeerd. Een variant hierop is locatiesturing op elektrolyse via subsidies, zoals in fiche 11 is uitgewerkt.
    - Suboptimale sturing van 17 GW aan system-flex-batterijen (excl. systeembatterijen wegens beperkte databeschikbaarheid) op het MS- én HS-net, kan leiden tot meerkosten van €2,5 mld aan investeringen op de hogere (E)HS-netvlakken.

	○ Qua verzwaringsaanvragen van bestaande industrie is er beperkte locatiesturing mogelijk omdat deze industrie immers al op een plek zit (met allerlei assets en infrastructuur). ○ Wel is er voor nieuwe aansluitingen van datacenters nog enige potentie voor locatiesturing, bij een suboptimale inpassing van aangenomen stuurbare 0,8 GW piekcapaciteit die mogelijk extra ontstaat, kan dit €0,3 mld meerkosten opleveren voor het (E)HS netwerk. ○ Ook locatiesturing op grootschalig aanbod op de hogere netvlakken kan significante effecten meebrengen (zoals aanlandingslocaties van wind op zee). CE Delft schetst op basis van integrale doorrekeningen/analyses binnen het PEH een aantal kostenvarianten m.b.t. aanlandingen: ▪ 5 mld kostenverschil van aanlanding aan de kust bij sterk concentreren bij de grootste vraag, versus aanlanding meer evenredig verdelen langs kustlocaties. ▪ €6,5-15 mld kostenverschil in een variant waarbinnen aanlandingen primair langs de kust worden geplaatst versus een variant waarin een aantal aanlandingen diep landinwaarts worden gesitueerd.
RAND-VOORWAARDEN	*Locatie-sturing en reserveringen via planologische instrumenten draagt bij aan kostenbesparing, maar vereist meer inzet.* • Overheden zijn het bevoegd gezag om planologische instrumenten in te zetten voor een systeem-efficiënte locatiesturing. • Meer sturing betekent dat overheden o.a. de daartoe verplichte milieu-effectonderzoeken moeten uitvoeren en daar maatschappelijke consultatie over moeten voeren (zoals concrete afstemming met inwoners). • Dit vereist inzet van zowel Rijk als decentrale overheden, aangezien de bevoegd gezag verdeling voor diverse type infrastructuur en bijbehorende capaciteiten zijn verdeeld. *Scherpe motivering en onderbouwing is vereist* • De ruimte in Nederland is schaars, iedere vierkante meter wordt al gebruikt. Concrete planologische reserveringen claimen ruimte in een drukbezet land, zonder dat er al een initiatiefnemer is of een investeringsbesluit is genomen. De keuzes hebben een concrete impact op de leefomgeving van mensen, en andere belangen zoals natuur en landschap. • Het vereist een deugdelijke motivering (via een actueel Omgevingswet-programma en plan-mer), goede afstemming met andere opgaven in de leefomgeving en intensief participatieproces om dergelijke concrete keuzes te maken. • Ook valt te denken aan gebiedsinvesteringen om de leefkwaliteit van bepaalde gebieden te verbeteren, vanwege de grote ruimtelijke impact als gevolg van de energieprojecten die zich in bepaalde gebieden concentreren (verevening van lasten met lusten). *Locatiesturing kan niet alléén vanuit systeem-efficiëntie; een zorgvuldige afweging vraagt ook aandacht voor draagvlak, landschap, samenhang met andere ruimtelijke belangen en opgaven* • Systeem-efficiënte (en afgeleide kosten-efficiëntie) is niet het enige belang. Draagvlak en andere ruimtelijke belangen zijn belangrijke pijlers om ook voldoende af te wegen in het proces. Die factoren kunnen juist ook grote beperkingen/vertragingen meebrengen als daar onzorgvuldig mee wordt omgegaan. Als locatiesturing op deze manier wordt ingevuld,

vanuit een gebiedsvisie gewerkt worden, omdat niet per project apart een afweging wordt gemaakt.

Ook projecten die worden uitgevoerd op de ruimtelijk gereserveerde locaties vereisen onderbouwing

- Een versnelling in doorlooptijd is theoretisch haalbaar als er een recent programma is met een goede MER met voldoende concrete beleidskaders voor het project, waardoor er minder breed gekeken hoeft te worden voor het nemen van een projectbesluit.

BUDGETTAIRE GEVOLGEN

Uitvoeringskosten Rijk en decentrale overheden

- Intensivering van inzet van ruimtelijke instrumenten (incl. verplichte onderbouwing) voor het decentrale energiesysteem vergt meer capaciteit en onderzoek. Wat dit vraagt qua uitvoeringskosten, dient in samenhang te worden bezien in de bredere appreciatie van verschillende fiches in IBO-rapport. I.h.k.v. de Interbestuurlijke afspraken (IBA) over de doorontwikkeling van het energiesysteem in 2050 zal dit ook onderwerp van gesprek kunnen zijn met decentrale overheden.

Ruimtelijke reserveringen kunnen leiden tot nadeelcompensatie

- Een ruimtelijke reservering kan de grondwaarde aantasten. Een grondeigenaar kan mogelijk, al dan niet in de toekomst bij opvolgende planologische besluitvorming, een nadeelcompensatieverzoek indienen. Er moet dan wel sprake zijn van een waardevermindering van de grondwaarde door het overheidsbesluit.
- Het zal in veel gevallen misschien niet zozeer direct het besluit met daarin de ruimtelijke reservering zijn die aanspraak geeft op nadeelcompensatie, maar uiteindelijk zal die reservering kunnen "uitmonden" in een in artikel 15.1 van de Omgevingswet genoemd besluit.
- Het is gebruikelijk dat overheden het risico op nadeelcompensatieclaims via een anterieure overeenkomst voorleggen aan de initiatiefnemer. Nagegaan dient te worden wat dat betekent voor het Rijk.
- Dit is met name een aandachtspunt binnen industrieclusters. Het is doorgaans systeem-efficiënt om energiehoofdstructuur daar te concentreren, omdat dit transportverbindingen naar het achterland bespaart. De grondwaarde in industrieclusters ligt wel hoger dan in het landelijk gebied. Een reservering beperkt de ontwikkelmogelijkheden omdat het andere functies uitsluit.

IN MLN.	2026	2027	2028	2029	2030	STRUC	CUM
Uitvoeringslasten Rijk			3	3	3		15
Uitvoeringslasten decentrale overheden			6	6	6		30
Nadeelcompensatie (worst case)			8	8	8		40

RELATIE TUSSEN BELEIDSOPTIES

Deze beleidsopties valt samen met beleidsoptie 3.6 Aanjagen energiehubs, 3.8 Invoeren van verschillende biedzones binnen NL, 3.9 Gerichter investeren in elektrolysers op de juiste locatie en 3.10 Actiever grondbeleid voeren op ruimtelijke inpassing in het cluster Locatiesturing van het BCG en Netbeheer Nederland onderzoek.

Beleidsoptie 3.8 Invoeren van verschillende biedzones binnen NL

OMSCHRIJVING	Deze beleidsoptie stelt voor om de huidige Nederlandse biedzone voor elektriciteit op te knippen in meerdere biedzones. Op dit moment bestaat er in Nederland één biedzone, ook wel prijszone genoemd. Een biedzone is een geografisch gebied waarbinnen elektriciteit vrij kan worden verhandeld. Binnen de biedzone is de aanname dat er altijd voldoende transportcapaciteit beschikbaar is en wordt elektriciteit tegen één groothandelsprijs verhandeld. Tussen biedzones kan beperkt worden gehandeld (afhankelijk van de beschikbare transportcapaciteit), waardoor verschillende elektriciteitsprijzen ontstaan.
RATIONALE	Het opknippen van Nederland in meerdere biedzones zou mogelijk congestie op het hoogspanningsnet kunnen adresseren, omdat het een beperking legt op de uitwisseling van elektriciteit tussen de biedzones. Dit kan een effectieve maatregel zijn indien er tussen verschillende regio's onvoldoende transportcapaciteit beschikbaar is en sprake is van structurele congestie op specifieke punt(en) in het hoogspanningsnetwerk. Dit geldt bijvoorbeeld voor Duitsland, waar structureel onvoldoende transportcapaciteit is om elektriciteit te transporteren van Noord- naar Zuid-Duitsland. Echter, voor Nederland is dit niet het geval. Het opknippen van Nederland in meerdere biedzones kan locatieprikkels creëren voor zowel producenten als grote afnemers. Ook kan de maatregel de redispatch kosten voor de TSO verlagen. Dit laatste zou de systeemkosten voor de TSO kunnen verlagen. Redispatch volume en kosten in Nederland zijn beperkt[43]. Daartegenover staan de (eenmalige) transitiekosten om de verschillende biedzones in te stellen en hogere operationele kosten van de actieve partijen (marktpartijen, DSOs, TSOs). Op basis van de voorlopige resultaten van de Europese biedzone review en de resultaten van een TNO onderzoek[44] zou het opknippen van Nederland in twee biedzones niet leiden tot een (significant) positief effect op de maatschappelijke welvaart. Daarnaast kent deze maatregel een aantal negatieve effecten. Zo zal er minder concurrentie zijn in de biedzones tussen verschillende producenten. Ook zal de (lange termijn) marktliquiditeit afnemen, wat onzekerheid geeft en leidt tot een verslechtering van het investeringsklimaat. Dit kan negatieve effecten hebben op de betrouwbaarheid van het elektriciteitssysteem (leveringszekerheid) en de ontwikkeling van CO2 vrije energiebronnen.
EFFECTEN	Het opsplitsen van de NL biedzone is een zeer ingrijpende maatregel, die gepaard gaat met onzekerheid in de markt en daarmee mogelijk een verslechtering van het investeringsklimaat[45]. Dit kan negatief uitpakken voor de betrouwbaarheid van het elektriciteitssysteem (leveringszekerheid) en ontwikkeling van duurzame energiebronnen. De maatregel zal leiden tot een afwijkende groothandelsprijs voor elektriciteit per regio, waardoor gebruikers een andere prijs voor elektriciteit gaan betalen afhankelijk van de locatie. Indirect kan de maatregel invloed hebben op de nettarieven, via potentiële verlaging van de redispatch kosten. Op basis van de beschikbare resultaten van TNO en ETNSO-E onderzoek[46], leidt het splitsen van de Nederlandse biedzone in

[43] *TenneT (2023). Annual Market Update*: *Annual Market Update 2023: an electricity market review focused on the Netherlands and Germany, including wider European trends*.
[44] *TNO (2025). Study on the effects of alternative German and Dutch BZ configurations on SEW and CO2 emissions | Publicatie | Rijksoverheid.nl*
[45] *ENTSO-E (2024). Bidding Zone Review Consultative Group (BZR CG): Bidding Zone Review*.
[46] *TNO (2025). Study on the effects of alternative German and Dutch BZ configurations on SEW and CO2 emissions | Publicatie | Rijksoverheid; ENTSO-E (2024). Bidding Zone Review Consultative Group (BZR CG): Bidding Zone Review.*

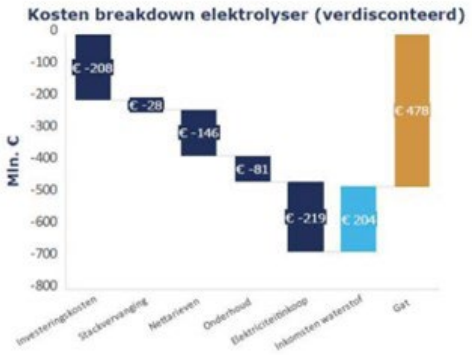
	twee aparte zones niet tot een (substantiële) toename van de maatschappelijke welvaart. Verder onderzoek zou moeten uitwijzen of een andere biedzone indeling (met meerdere biedzones) een bijdrage kan leveren aan verlaging van de netkosten (middels een afname van de redispatch kosten) en de maatschappelijke welvaart.
RAND-VOORWAARDEN	Er zijn twee mogelijke routes voor het splitsen van de NL biedzone: - De nationale TSO kan een structureel congestierapport opstellen met voorstel tot herziening van de biedzone(s). Deze dient te worden getoetst door de ACM, die het rapport publiek zal consulteren. Vervolgens kan KGG het voorstel van transmissiesysteembeheerder overnemen, daartoe dienen relevante stakeholders en betrokken lidstaten te worden geconsulteerd. - Het Europese biedzone review (BZR) proces. Hierin onderzoekt ENTSO-E (iedere 3 jaar) op advies van de TSO's de herziening van de biedzone indeling op Europees niveau. Naar aanleiding van de studie stelt ENTSO-E een advies op. Ook hier dienen betrokken lidstaten te worden geconsulteerd, waarna door de lidstaten unaniem besluit dient te worden genomen. Het doorvoeren van een biedzonewijziging (nadat een voorstel is goedgekeurd) duurt ten minste 3 jaar.
BUDGETTAIRE GEVOLGEN	De eenmalige transitiekosten voor splitsing van NL in twee biedzones zijn geschat op 50 – 450 mln euro (excl. kosten voor de DSOs)[47]. Een splitsing in meerdere zones gaat mogelijk gepaard met additionele kosten. Naast de eenmalige kosten zullen er ook structurele kosten zijn voor betrokken DSOs, TSOs en marktpartijen.

IN MLN.	2026	2027	2028	2029	2030	STRUC	CUM
Transitiekosten			450				450

RELATIE TUSSEN BELEIDSOPTIES	Deze beleidsopties valt samen met beleidsoptie 3.6 Aanjagen energiehubs, 3.7 Locatie sturen via energieplanologie, 3.9 Gerichter investeren in elektrolysers op de juiste locatie en 3.10 Actiever grondbeleid voeren op ruimtelijke inpassing in het cluster Locatiesturing van het BCG en Netbeheer Nederland onderzoek.

[47] *Zie transitiekosten rapport 240201_ENTSO-E_Transition_Costs_Report_vF_for_P-Consultation.pdf (eepublicdownloads.blob.core.windows.net*

Beleidsoptie 3.9 Gerichter investeren in elektrolysers op de juiste locatie

OMSCHRIJVING	Deze maatregel betreft een aanscherping van bestaande of aankomende subsidiëring van waterstofprojecten en leidt niet tot een additionele subsidievraag ten opzichte van huidige voornemens/ambities. Deze beleidsoptie stelt voor om subsidies beschikbaar te stellen voor waterstofinfrastructuur en elektrolyseprojecten, en er via deze subsidies op te sturen dat deze op de juiste plek worden gerealiseerd (bijvoorbeeld dichtbij de aanlanding van windparken op zee). Zonder deze waterstofprojecten op de juiste plek moet de opgewekte elektriciteit over langere afstanden getransporteerd worden en vallen de kosten van netverzwaring dus hoger uit[48]. Het beschikbaar stellen van deze subsidies is nodig omdat waterstofprojecten op dit moment nog niet rendabel zijn. Door de stijgende netkosten is meer subsidie nodig dan op dit moment beschikbaar is om de kabinetsdoelen voor elektrolyse en waterstofinfrastructuur te halen.
RATIONALE	• Om het baselinescenario in 2040 te halen (50GW opgesteld vermogen wind op zee waarvan 27GW flexibele vraag via conversie naar H2 en warmte op locaties aan de kust) – op voor TenneT netoptimale locaties – zijn elektrolysers op de juiste plekken nodig. • Investeringen in elektrolysers vinden nu echter niet voldoende plaats vanwege onzekerheid binnen de markt door gestegen kosten (waaronder nettarieven) en onzekerheid over de vraag, terwijl voldoende elektrolyse op specifieke locaties kan zorgen voor ontlasting van het elektriciteitsnet. • Ook is het voor die investeringen noodzakelijk dat er op land en op zee transport- en opslaginfrastructuur gerealiseerd wordt en dat gewerkt wordt aan instrumentarium voor vraagontwikkeling naar hernieuwbare waterstof. Zonder netwerkplanning en subsidies lukt dat niet. Nettarieven hebben nu een grote impact op de productiekosten van hernieuwbare waterstof (+/- 20% van de kostprijs per kg o.b.v. TenneT projecties, zie onderstaande figuur). •  [49].

[48] *CE Delft constateert dat bij de onderzochte aanlandlocaties voor wind op zee (Rotterdam, Zeeland en Eemshaven) elektrolysers een netto-positieve impact hebben (afhankelijk van locatie en manier van inzet) op de belasting op het elektriciteitsnet, waardoor in sommige gevallen redispatchkosten (in 2030 tot € 130 miljoen per jaar aan vermeden kosten voor congestiemanagement) of netverzwaringen voorkomen kunnen worden, of extra aanlanding van wind op zee gerealiseerd kan worden. Ze merken daarbij op dat netverzwaring tot 2030 niet mogelijk is (maar richting 2040 wel). Zie* CE_Delft_230495_Elektrolysers_nettarieven_en_het_elektriciteitssysteem_Def-1.pdf.

[49] Zie *PowerPoint-presentatie Er zijn meerdere publicaties over de rol van nettarieven in de opbouw van kostprijs waterstof,* bijv: *Evaluation of the levelised cost of hydrogen based on proposed electrolyser projects in the Netherlands* en *CE_Delft_230415_Toetsing-beleidsontwikkelingen-waterstof_def2.pdf*

- De onrendabele top wordt hierdoor groter en FID's voor elektrolysers blijven uit. Momenteel vormen de nettarieven voor zowel het elektriciteitsnet als het waterstofnet onderdeel van de onrendabele top van elektrolyseprojecten van bedrijven die een productie-installatie voor hernieuwbare waterstof willen realiseren en gebruiken, en kunnen deze worden gesubsidieerd uit bijvoorbeeld de OWE of IPCEI. Hierdoor loopt de subsidiebehoefte per MW elektrolyse op en is dus meer subsidie nodig om de Europese en nationale waterstofdoelen te halen. Het is vanwege de hoge onrendabele top aannemelijk dat een tariefprikkel of andere prijsprikkel sturend kan werken op locatiekeuze voor elektrolyse.
- Op de juiste locatie kunnen elektrolysers onder de juiste voorwaarden de piekproductie van wind- en zonneparken nuttig aanwenden of goedkoper transporteren in de vorm van waterstof, waardoor bestaande elektriciteitsinfrastructuur beter benut kan worden en minder investeringen in nieuwe elektriciteitsinfrastructuur nodig zijn.
  De Rijksoverheid kan, naast het inzetten van ruimtelijke instrumenten, door middel van subsidies sturen op elektrolyse op de juiste locatie. Uit het onderliggende BCG/NBNL onderzoek blijkt dat additionele kosten op het moment dat de overheid NIET stuurt op locatie, kunnen oplopen tot 10 miljard euro bij de uitrol van WOZ > 40 GW. Elektrolyse op de juiste plek kan, bij voldoende vraag naar waterstof, netverzwaring voorkomen. Er zijn prikkels nodig om elektrolyse op de juiste plek plaats te laten vinden, bijvoorbeeld via kortingen op nettarieven op goed gepositioneerde elektrolysers. Aangezien sturing op locatie en gedrag van elektrolysers via nettarieven is voorbehouden aan ACM, kan het Rijk sturen door middel van ruimtelijke instrumenten óf subsidiebeleid. Hiermee kan bovendien doelmatiger gestuurd worden op locatiekeuzes dan via tariefdifferentiatie, omdat bij differentiatie meerdere aspecten meegewogen worden en het de vraag is of locatiegebonden tarieven voldoende financiële prikkels bieden.
- Tijdige realisatie van infrastructuur en subsidies voor elektrolysers verkleinen de financiële risico's en verbeteren de business case van elektrolyse waardoor bedrijven gaan investeren. Met de juiste ondersteuning en locatiesturing kan waterstof op de goede plekken en momenten het elektriciteitsnet ontlasten.
- Gerichte ondersteuning van elektrolyse en tijdige realisatie van waterstofinfrastructuur op land en zee kunnen uitbreiding van sommige delen van het elektriciteitsnet overbodig maken en piekproductie van wind- en zonneparken nuttig aanwenden die door beperkingen in de transportcapaciteit van het elektriciteitsnet anders niet gebruikt kan worden. Omdat elektrolyse normaliter sneller te realiseren is dan netverzwaring kunnen zo systeemkosten lager uitvallen en CO_2-uitstoot sneller omlaag. Daarmee levert het onder de juiste omstandigheden een directe bijdrage aan de betaalbaarheid en verduurzaming van het energiesysteem.
- Locatiegebonden differentiatie van aansluittarieven en tijdsgebonden differentiatie van leveringstarieven kunnen de subsidiebehoefte van elektrolyse sterk verminderen, maar omdat invoering hiervan een exclusieve bevoegdheid van de ACM is, blijft dit in dit fiche buiten beschouwing. Daarnaast is de vraag of locatiegebonden tarieven voldoende financiële prikkels bieden. Zolang de netkosten voor elektrolysers hoog blijven, is dus meer subsidie nodig om de netkosten voor projecten te dekken en is sturing via deze subsidies nodig om te voorkomen dat projecten op een onwenselijke plek gerealiseerd worden

EFFECTEN	• Er zijn meerderen elektrolyseprojecten in ontwikkeling en de geplande waterstofinfrastructuur staat ook al in de steigers. Drempels voor het doen van de benodigde investeringen zijn de significante onrendabele top (door prijsverschil met fossiele alternatieven) en onzekerheid over afname van de hernieuwbare waterstof. Subsidies overbruggen dat verschil. Door dit op de juiste manier te doen kunnen de totale kosten van het energiesysteem dus lager uitvallen: als elektrolysers op de juiste momenten op de juiste plek aan en uit gaan valt de benodigde capaciteit op het elektriciteitsnet lager uit. Bovendien, het verstrekken van subsidies voor elektrolyseprojecten gebeurt via tenders en door concurrentiedruk tussen indieners komt het meest kosteneffectieve bod tot stand. • De maatregel heeft drie positieve effecten. Ten eerste is waterstof noodzakelijk voor verduurzaming van de industrie en zware mobiliteit. Dus het creëren van voldoende aanbod is nodig voor een duurzaam energiesysteem. Ten tweede is productie van waterstof in Nederland cruciaal voor een betrouwbaar en onafhankelijk energiesysteem: eigen productie in combinatie met transport- en opslaginfrastructuur vergroot de leveringszekerheid en vormt de basis voor strategische energieopslag voor langere tijd. Ten derde kan omzetting van waterstof op de juiste plekken dus zorgen voor lagere systeemkosten, wat de betaalbaarheid van het energiesysteem verbetert ten opzichte van scenario's waarin de locaties van elektrolysers volledig vrij wordt gelaten en TenneT daar de netcapaciteit op inricht. Het onderzoek van Netbeheer Nederland en BCG laat zien dat er een groot neerwaarts systeemkostenrisico is (kosten kunnen oplopen tot ordegrootte 10 miljard) van het loslaten van baseline-aannames van locatie, volume en dispatching van conversie-assets en geeft aan dat er sturend beleid nodig is om conversie-assets op de juiste locaties en volumes te realiseren, en systeemoptimaal te activeren. • Door de introductie van een duurzaam molecuul als waterstof wordt een duurzame energiedrager in het energiesysteem gebracht die het elektriciteitsnet kan ontlasten op het moment dat vraag en aanbod naar waterstof met elkaar worden verbonden door een waterstoftransportnet. Op den duur zullen omgebouwde gascentrales die draaien op waterstof een rol spelen bij een CO2-vrij elektriciteitssysteem. De uitrol van het transportnet én opschaling van hernieuwbare of koolstofarme waterstof door middel van import of eigen productie is daarmee cruciaal voor het ontlasten van het elektriciteitsnet
RAND-VOORWAARDEN	Dit zal nader moeten worden onderzocht bij het opstellen van de subsidievoorwaarden.
BUDGETTAIRE GEVOLGEN	Sturing door middel van locatieprikkels binnen de subsidieregeling voor elektrolyseprojecten (OWE) heeft op zichzelf geen financiële gevolgen, maar zou de subsidiebehoefte, indien door de juiste locaties voor elektrolysers netverzwaringen en dus hogere nettarieven worden voorkomen, kunnen verlagen en de waterstofdoelen / het baseline scenario dichterbij kunnen brengen. Voldoende subsidie blijft nodig om de onrendabele top af te dekken. Deze beleidsoptie gaat specifiek in op het sturen op locatie (subsidievoorwaarden NB: deze maatregel betreft dus een aanscherping van bestaande of aankomende subsidiering van waterstofprojecten en leidt dus niet tot een additionele subsidievraag ten opzichte van huidige voornemens/ambities

RELATIE TUSSEN BELEIDSOPTIES	Er is een relatie met beleidsoptie 5.1 Subsidiëren elektriciteitsnet. Door deze maatregel kan de komende jaren een kleiner deel van de netkosten via de nettarieven worden bekostigd, wat de rekening voor de eindgebruiker (huishoudens en bedrijven) verlaagt. Voor elektrolysers neemt daarmee de subsidie intensiteit in de OWE af. Daarnaast zijn er verschillende andere opties om voldoende elektrolyse te realiseren op specifieke locaties voor ontlasting van het elektriciteitsnet. 1. Sturing via ruimtelijke instrumenten zie beleidsoptie 3.7 locatie sturen via energieplanologie 2. Sturing van elektrolyse op land via de tenders voor wind op zee. Vanaf de eerstvolgende tender wordt elektrolyse bij de aanlandlocatie gestimuleerd door middel van non-firm ATO's (voorwaardelijke transportcontracten). Dit is staand beleid en is in dit fiche niet verder uitgewerkt. 3. Sturing door een deel van de windenergie op zee in de vorm van waterstof te transporteren, waardoor minder elektriciteitskabels op zee nodig zijn. Deze beleidsopties valt samen met beleidsoptie 3.6 Aanjagen energiehubs, 3.7 Locatie sturen via energieplanologie, 3.8 Invoeren van verschillende biedzones binnen NL en 3.10 Actiever grondbeleid voeren op ruimtelijke inpassing in het cluster Locatiesturing van het BCG en Netbeheer Nederland onderzoek.

Beleidsoptie 3.10 Actiever grondbeleid voeren op ruimtelijke inpassing

OMSCHRIJVING	Naast het beschreven planologisch beleid (publiekrecht) in beleidsoptie 3.7 kan het Rijk via grondverwerving privaatrechtelijk actiever sturen op de beschikbaarheid van gronden voor tijdige realisatie van onderdelen van het energiesysteem op land, middels grondverwerving.
RATIONALE	In het Programma Energiehoofdstructuur is de ruimtebehoefte voor nationale onderdelen van het energiesysteem gekwantificeerd voor de lange termijn. Specifiek in industrieclusters en aanlandplekken van wind op zee (hierna: WoZ) is de ruimtelijke opgave van de energietransitie groot, vanwege grote vraag en aanbod en behoefte aan flexibilteit en bufferfuncties om kosteneffectieve netinvoeding mogelijk te maken. Op deze locaties komt daarom een concentratie van grootschalige batterijen, elektrolysers, energiecentrales, importterminals en elektriciteitstations samen. Het concentreren van grootschalige vraag en aanbod van energie op deze locaties leidt tot aanzienlijk minder benodigde netverzwaring in de transportnetwerken (zie het vermelde voorbeeld van 10 mrd euro besparingspotentieel voor elektrolyse in beleidsoptie 3.7).[50] Tevens is van belang dat dergelijke functies doorgaans enkel gevestigd kunnen worden op bedrijventerreinen bestemd voor bedrijven met een hoge milieucategorie. Dit betreft de industrieclusters. Het realiseren van de energiefuncties op deze specifieke plekken biedt dus maatschappelijke voordelen, waaronder een aanzienlijke kostenbesparing (10 miljoen per kilometer hoogspanning[51][52]). In bandbreedtes is gekwantificeerd hoeveel ruimte er op de lange termijn voor de nationale energiehoofdstructuur nodig is. In maximale scenario's is pér aanlandlocatie in een industriecluster wel 300 – 500 netto hectare nodig om het nieuwe energiesysteem te realiseren. Vanwege de grote (voorzienbare) ruimtevraag, kan nu al grond aangekocht worden waarop grootschalige nationale energiefuncties kunnen worden geprogrammeerd. De grondmarkt is een markt per opbod en de hoeveelheid grond staat vasten is schaars. Bij een grote vraag naar grond kan het aanbod dus niet worden verruimd. Dit betreft een voorinvestering met terugverdienpotentieel, omdat de grond marktconform uitgegeven kan worden aan de initiatiefnemers van batterijen, elektrolysers of energiecentrales bijvoorbeeld. Wanneer een overheid marktconform handelt bij een grondtransactie is er in principe geen sprake van staatssteun. Het Rijksvastgoedbedrijf (hierna: RVB) heeft ervaring met de aan- en verkoop van gebouwen en gronden en maakt bij de voorbereiding op transacties gebruik van onafhankelijke taxateurs. In eerste instantie is het niet de bedoeling om de verworven grond die wordt ingezet voor de energietransitie te verkopen, maar het gebruiksrecht onder een nader te bepalen vorm in de markt te zetten conform de spelregels in de Regeling beheer onroerende zaken Rijk 2024.

[50] *KGG: Programma Energiehoofdstructuur, 2024.*
[51] *Integrale Effectanalyse Programma Energiehoofdstructuur, 2024*
[52] *Guidehouse en Berenschot: Systeemintegratie wind op zee 2030-2040 (2021) en AFRY: Offshore Wind Energy Market Study –Implications for Tenders IJmuiden Ver Gamma and Nederwiek I (2024*

Er zijn geen budgetten voor grond op de begroting van Klimaat en Groene Groei (hierna: KGG). Een opdracht aan het Rijksvastgoedbedrijf moet vanuit de begroting van het opdrachtgevende departement aan het RVB of Rijkswaterstaat worden gegeven. De ministeries van Defensie, Infrastructuur en Waterstaat en Landbouw, Visserij, Voedselzekerheid en Natuur hebben al een grondbank. KGG heeft dat niet omdat –afgezien van de windparken op zee– energieprojecten reactief worden ingepast, dus nadat een initiatiefnemer een investeringsbesluit heeft genomen. Om te voorkomen dat beleidsdepartmenten onderling gaan concurreren om dezelfde gronden, zijn coördinatie en concrete afspraken wenselijk. Deze beleidsoptie beoogt om proactief grond ter beschikking te stellen, waarna initiatiefnemers investeringsbesluiten nemen en marktconform inschrijven op deze grond. Dit is een nieuwe maatregel waarvan de noodzaak is ontstaan door de noodzaak om in het nieuwe energiesysteem functies in de elektriciteits- en waterstofketen tegelijkertijd te programmeren.

Maatregel 1: *KGG geeft bij wijze van pilot de opdracht aan het Rijksvastgoedbedrijf (RVB) om strategische grondposities te verwerven in- en rond de grote industrieclusters t.b.v. energiefuncties. KGG stelt daarvoor middelen ter beschikking aan het RVB.*

- Het Rijk zal, waar het bestaande gebruik van een onroerende zaak afwijkt van de toegedeelde of toegedachte energiefunctie, waar wenselijk overgaan tot het vestigen van een nationaal voorkeursrecht op bepaalde percelen als flankerende maatregel.[53] Dit is een bevoegdheid van de Minister van Volkshuisvesting en Ruimtelijke Ordening (hierna: VRO). Hierbij krijgt het Rijk het eerste recht van koop. Deze maatregel is eerder uitgevoerd in april 2024, ten behoeve van de realisatie van een nieuwe kazerne in Roosendaal. In het kader van behoorlijk bestuur impliceert het vestigen van een voorkeursrecht ook, dat wanneer er grond te koop komt waar dit voorkeursrecht op is gevestigd, er budget voorhanden is om tot koop over te gaan.
- Cf. motie Gabriëls c.s. is de Minister van VRO een verkenning naar een Integrale Grondbank gestart. Binnen een integrale grondbank kan het Rijk mogelijk grondposities verwerven om complexe gebiedsontwikkeling te versnellen voor de grote maatschappelijke opgaven[54]. De aard van het grondgebruik, aankoop en verkoop op basis van de verschillende beleidsopgaven kunnen zo integraal met elkaar gecombineerd worden. Als KGG gebruik wil maken van grond van de grondbank, dient KGG daar budget voor beschikbaar te stellen.

Maatregel 2: *Het Rijk zet de verworven grond in voor energiefuncties. Dat wil zeggen dat het Rijk verworven gronden via bijvoorbeeld een tender in de markt zet zodat energiefuncties op land op het juiste moment in de tijd worden geprogrammeerd (naar analogie van wind op zee). Het Rijk kan verworven gronden ook strategisch uitruilen om bepaalde ontwikkelingen mogelijk te maken.*

- Het tenderen van grond vereist grondbezit. Marktfalen speelt hier een rol, omdat bij havenbedrijven (in de regel NV's die de grond via langjarige pachtcontracten uitgeven) er onvoldoende belang is om grond 'vast' te houden totdat er realisatie van een energiefunctie nodig is, als zij een vrijstaand kavel ook op de markt kunnen zetten.

[53] *Zie de Handreiking grondeigendom Omgevingswet, mei 2022, ministerie van BZK, deel 2 voorkeursrecht.*
[54] *MVRO Kamerbrief 2e Voortgangsrapportage Modernisering Grondbeleid, december 2024. Kamerstuk 34682, nr. 208.*

	• Het tenderen van grond is van belang om het absorptievermogen van het net op land tijdig in lijn te brengen met het aanbod van WoZ. Op land moeten bijvoorbeeld elektrolysers, stations en batterijen worden gebouwd. Het is voor ontwikkelaars van WoZ onzeker of er voldoende vraag is naar de hernieuwbare elektriciteit die wordt geproduceerd met de nog te bouwen windparken. Het gelijktijdig tenderen van windparken en grond voor absorptievermogen op land, kan een deel van die onzekerheid wegnemen. • In algemene zin helpen strategische grondposities ook om te sturen op een maatschappelijke gewenste ontwikkeling van een gebied. Grondbezit geeft bijvoorbeeld mogelijkheden tot ruilen van grond. Met bedrijven die bijvoorbeeld een strategisch perceel voor het energiesysteem bezetten, maar niet noodzakelijkerwijs op die locatie hoeven te zitten, kunnen afspraken worden gemaakt over verplaatsing.
EFFECTEN	*Locatiesturing via het verwerven en beschikbaar stellen van grond voor energie-functies, geeft meer grip op een systeem-efficiënte ontwikkeling van het energiesysteem, zowel in plaats als tijd, hetgeen besparingen oplevert:* • Via grondbezit kan gestuurd worden op tijdige en kostenefficiënte realisatie van de elektriciteit- en waterstofketen. De grond kan dan ingezet worden ten behoeve van netinvoeding en het omzetten van piekvermogen in opslag of conversie. Dit zal de planbaarheid van investeringen in verduurzaming van vraag, aanbod, opslag en conversie sterk verbeteren. Zonder ketensturing treden de volgende risico's op: o Als de delta tussen vraag en aanbod toeneemt als gevolg van grote volumes aan invoeding windenergie zonder een voldoende robuust elektriciteitsnet en/of afname nabij de aanlanding wordt de mate van netcongestiemanagement groter en de daarmee gepaarde kosten. o Een ander gevolg van de grotere delta tussen vraag en aanbod is dat elektriciteitsprijzen juist lager worden en soms ook negatief[55]. Dit kan windparkontwikkelaars doen besluiten geen aanvraag in te dienen voor het ontwikkelen van een windpark op zee. : o Dit kan leiden tot het opnieuw moeten subsidiëren van windparken, daarnaast vertraging van realisatie en stagnatie van de elektrificatie van de vraag. Proactieve grondverwerving (waarbij de investering in ieder geval terugverdiend kan worden[56]) is dan een meer voordelige en robuustere oplossing. • Grondverwerving kan een van de obstakels van uitbreiding en verzwaring van het net, namelijk de tijdige beschikbaarheid van ruimte, verminderen. Gronden kunnen worden getenderd voor noodzakelijke aanvullende vraagontwikkeling en flexibiliteit (voor bijv. waterstofproductie of elektriciteitsopslag). *Grondverwerving geeft zekerheid over beschikbaarheid van grond en kan projecten versnellen* • Juist in gebieden waar de vraag naar bouwgrond hoog is, kan het verstandig zijn om grond strategisch aan te kopen. Dit voorkomt dat er geen ruimte is voor vitale infrastructuur en beperkt de kans op hoge prijzen. Een

[55] Guidehouse en Berenschot: Systeemintegratie wind op zee 2030-2040 (2021) en AFRY: Offshore Wind Energy Market Study –Implications for Tenders IJmuiden Ver Gamma and Nederwiek I (2024)

[56] Of deze maatregel (uiteindelijk) volledig budgetneutraal uit kan pakken is afhankelijk is van:
(a) de betaalde aankoopprijs;*
(b) het saldo van kosten voor en opbrengsten uit tijdelijk beheer van de gronden;
(c) de ontvangen verkoopprijs en/of kostenverhaal
Trendmatig is de prognose van grondprijzen positief.

	grondpositie kan dan ook handig zijn om de beste locatie die uit het ruimtelijk proces komt te verkrijgen, eventueel door gronden te ruilen. • Het niet beschikbaar komen van gronden voor maatschappelijk gewenste energiefuncties op deze locaties kan inhouden dat die energiefuncties bij noodzaak elders moeten worden ontwikkeld. Dit kan additionele uitbreiding van infrastructuur vergen. • Het starten van een projectprocedure tot het projectbesluit en de realisatie voor grote nationale energieprojecten duurt jaren, soms wel tot 10 jaar. Een groot deel van de tijd gaat op aan het vinden van ruimte en 2 tot 3 jaar aan de bouw. Ook is steeds meer ruimte nodig op plekken waar die niet zomaar beschikbaar is. Als grond beschikbaar is bij de start van de procedure kan sneller begonnen worden met bouw en zal dit doorlooptijden verkorten. • Er is lokaal een beperkt belang om grond exclusief uit te zonderen voor toedeling aan grootschalige nationale energiefuncties. Grootschalige nationale energiefuncties hebben in de regel aansluitingen op het hoogspanningsnet en derhalve is er beperkt effect op lokale energieproblematiek zoals netcongestie. Een batterij of elektrolyser biedt relatief beperkte structurele lokale werkgelegenheid. Om die reden vergt deze beleidsoptie een nationale procedure. • Indien er niet van te voren proactief grond wordt aangekocht, kan onteigening nodig zijn. Dit is een langdurig, arbeidsintensief en veel kostbaarder proces. Daarnaast is het risico dat de verkregen grond niet meer kan worden verkocht klein. Deze motivering, het voorkomen van onteigening en een beperkt risico op miskopen, wordt door Rijkswaterstaat ook gehanteerd om projectgronden aan te kopen, en wordt 'anticiperende grondverwerving' genoemd.
RAND-VOORWAARDEN	• Ten aanzien van uitvoerbaarheid dient RVB de opdracht te krijgen voor de verwerving van gronden. Dit behoort tot het takenpakket en expertise van RVB. Dit kan worden bezien in samenhang met de Een lopende verkenning naar een Integrale Grondbank, die op verzoek van Tweede Kamer is gestart. • Het eventueel beleggen van de taak van anticiperende grondverwerving bij de netbeheerder voor andere functies dat de wettelijke taken is niet uitvoerbaar, aangezien dit niet past bij de (Europese) wettelijke bevoegdheden van netbeheerders. • Het financieel risico voor het Rijk is afhankelijk van de prijs waarvoor het Rijk de grond gekocht heeft en de wijze waarop het Rijk de gronden financieel rendabel kan exploiteren tot het moment van verkoop. Daarnaast is de (marktconforme) prijs bij verkoop van belang. • Om het risico van de verwerving van een grondpositie voorafgaand aan de transactie te kunnen bepalen, dient er een onafhankelijke en vertrouwelijke taxatie plaats te vinden, in opdracht van het RVB. Voor het uitvoeren van een taxatie (wat binnen het RVB gebeurt door een apart onderdeel met onafhankelijke taxateurs) gelden vaste uitgangspunten. • Grondeigenaren kunnen zonder onteigening niet worden verplicht om posities aan de overheid te verkopen. Dit betekent dat in eerste instantie partijen de gronden wel moeten willen verkopen aan de overheid. Het is daarom niet realistisch om in één jaar alle middelen te willen besteden. Het Rijksvastgoedbedrijf krijgt de opdracht om uit te kijken naar gronden die te koop worden aangeboden, op basis van en aantal criteria (afstand tot Natura2000, afstand tot gevoelige bebouwing, oppervlakte, afstand tot een hoogspanningsstation) en een bod te doen op geschikte gronden. • De grond kan enkele jaren leeg staan totdat er een initiatiefnemer is. In de tussentijd kan het RVB het beheer van de grond uitvoeren. Dit vergt financiering. Naarmate vroegtijdiger grond kan worden verworven, ten opzichte van de exacte locatiekeuze en planontwikkeling, is de kans groter

op behoud van (een deel van) de waardesprong voor de financiering van de kosten van de gebiedsontwikkeling, voor zover aan de orde.

- Bij elke verwerving wordt altijd een vorm van actieve betrokkenheid en risicomanagement vanuit het Rijk/KGG gekoppeld, waaronder:
  - Een toets op de laatste stand van zaken m.b.t. uitbreiding van het hoogspanningsnetwerk;
  - Een toets op de laatste stand van zaken m.b.t. initiatieven vanuit de markt die zelf al ruimte hebben gevonden;
  - De residuele waarde na eventuele bestemmingswijziging.

BUDGETTAIRE GEVOLGEN

- Hoeveel grond en budget er totaal nodig is voor een CO2-neutraal energiesysteem is niet alleen afhankelijk van ruimtelijke keuzes, maar ook van keuzes in technologie, marktontwikkelingen en internationale ontwikkelingen. Het is belangrijk om een adaptief pad te volgen.
- Grootschalige energie-infrastructuur projecten (zoals stations, batterijen, conversie, centrales) hebben een ruimtebeslag van al snel meerdere tot tientallen hectaren). De ruimtebehoefte voor het energiesysteem kan oplopen tot circa 500ha in het maximale scenario's per industriecluster. De gemiddelde grondprijzen per industriecluster variëren, van ongeveer tussen de €100,- en €230,- per m^2 voor de grote industrieclusters.
- Bij wijze van pilot kan KGG middelen ter beschikking stellen in een Integrale Grondbank van €200 miljoen. Met dit bedrag kan de opdracht gegeven worden aan RVB om gronden (gekoppeld aan bepaalde criteria, zoals afstand tot een hoogspanningsstation) in en rond een aantal grote industrieclusters te verwerven en beheerskosten te dekken. Op basis van deze ervaringen kan de aanpak in de toekomst eventueel verder worden uitgebreid.
- De omvang van de pilot is gebaseerd op een aantal pilotgebieden. Het begrootte aantal hectaren is vrijwel zeker nodig voor de projecten in deze gebieden, bijvoorbeeld omdat dit ruimtebeslag nuttig is in alle scenario's of omdat er inmiddels na vaststelling van PEH een aanlanding is gepland.
- Op basis hiervan is de som voor de benodigde ruimte 190 ha en het benodigde budget voor verwerving 179 miljoen, gebaseerd op de grondprijs in de desbetreffende gebieden. Met een inschatting voor nog onbekende sanerings-en beheerskosten zou de pilot ongeveer 200 miljoen vergen voor 190 hectare in drie pilotgebieden.
- Zowel aan- als verkoop zal onder marktconforme voorwaarden moeten gebeuren (alleen al om staatssteun te vermijden). Of deze maatregel (uiteindelijk) budgetneutraal uit kan pakken is afhankelijk is van (a) de betaalde aankoopprijs, (b) het saldo van kosten voor en opbrengsten uit tijdelijk beheer van de gronden; (c) de ontvangen verkoopprijs Grond behoudt waarde. Trendmatig is de prognose van grondprijzen positief.
- Het gaat om een langjarige verplichting, waarbij er jaarlijks een deel van het budget wordt uitgegeven, afhankelijk van wanneer gronden beschikbaar komen. Daarnaast zijn er beheerskosten. Een deel van de kosten voor verwerving kan worden terugverdiend. Terugverdienen start na 2030.

IN MLN.	2026	2027	2028	2029	2030	STRUC	CUM
Pilot grondverwerving		60	80	54	2		200

RELATIE TUSSEN BELEIDSOPTIES

Deze beleidsopties valt samen met beleidsoptie 3.6 Aanjagen energiehubs, 3.7 Locatie sturen via energieplanologie, 3.8 Invoeren van verschillende biedzones binnen NL en 3.9 Gerichter investeren in elektrolysers op de juiste locatie in het cluster Locatiesturing van het BCG en Netbeheer Nederland onderzoek.

Beleidsoptie 3.11 Net zwaarder belasten en redundantiecapaciteit vrijgeven

OMSCHRIJVING	Het stimuleren van netbeheerders om meer transportcapaciteit vrij te geven door het zwaarder belasten van netcomponenten en inzetten van storingsreserves (redundantie), ook wanneer daardoor het leveringszekerheidsrisico stijgt.
RATIONALE	Aanleiding voor deze beleidsoptie is de breed gedeelde veronderstelling dat netbeheerders meer transportcapaciteit of risicocapaciteit kunnen vrijgeven dan nu het geval is, met slechts een beperkte (kans op) toename van leveringszekerheidsrisico's. Het Nederlandse elektriciteitsnet kent internationaal gezien immers een relatief hoge leveringszekerheid. Dat betekent dat het aantal onderbrekingen in de elektriciteitsvoorziening beperkt is en de gemiddelde duur van onderbrekingen kort is. Er is ook recent onderzoek van Netbeheer Nederland en BCG dat dit onderstreept.[57] Dit fiche beschrijft eerste de lopende acties en vervolgens de vervolgacties op drie sporen. *Lopende acties LAN* In het kader van het LAN is het zwaarder benutten van het elektriciteitsnetwerk en accepteren van leveringszekerheidsrisico's benoemd als prioriteit (als onderdeel van het oude spoor "Beter benutten mogelijk maken"). Hieronder valt het zwaarder belasten van assets, bijvoorbeeld door onderbelaste assets op te sporen of technische belastinggrenzen op te rekken, en het verlagen van de redundantie door inzet van storingsreserves. De minister van KGG onderzoekt dit al in samenwerking met TenneT en de regionale netbeheerders. Daarbij wordt in eerste instantie gekeken naar het onderzoek hierover van het gedeelde kenniscentrum van de netbeheerders ("KSANDR"). Dit kenniscentrum heeft het afgelopen jaar al in beeld gebracht wat – met name - de regionale netbeheerders al doen op het gebied van zwaarder belasten van de netten en best practices geïdentificeerd. De regionale netbeheerders hebben ook al besloten tot een aantal vervolgstappen: • Het in beeld brengen potentie zwaarder belasten van kabels en transformatoren (belangrijkste assetgroepen) per netbeheerder. Het doel is om beeld te krijgen bij welke potentie er is om componenten zwaarder te belasten. • Internationaal onderzoek nalopen en te bezien of geleerd kan worden van netbeheerders in het buitenland en om meer informatie te krijgen over de negatieve effecten van eventuele oprekking van limieten op componenten. • Binnen het expertisecentrum meer kennis opbouwen en delen inzake de effecten van zwaarder belasten van elektriciteitsinfrastructuur. Daarnaast werkt TenneT momenteel aan het beter in kaart brengen van de fysieke limieten van haar hoogspanningsnet. Daarbij wordt onder andere gekeken naar "dynamic line rating", waarbij met sensoren in kaart wordt gebracht hoe een hoogspanningslijn opwarmt en waarbij rekening wordt gehouden met afkoeling van hoogspanningslijnen door de windsnelheid en omgevingstemperatuur. Ook in het kader van de congestieproblematiek in de regio Flevoland, Gelderland en Utrecht heeft TenneT geïnventariseerd of en hoeveel bepaalde verbindingen zwaarder belast kunnen worden. Dit gaat

[57] *Haal de kink uit de kabel - Zes interventies om de congestie op het Nederlandse elektriciteitsnet versneld te verlichten (bcg.com)*

TenneT ook landelijk uitrollen in de herijking van technische capaciteiten. TenneT verwacht dat het effect hiervan beperkt zal zijn.

KGG heeft geen doelstellingen of materiële normen opgelegd aan regionale netbeheerders ten aanzien van de leveringszekerheid.[58] Er zijn ook vrijwel geen regels van KGG over de afruil tussen intensievere belasting van het net (en inzet van storingsreserve) en het beperken van leveringszekerheidsrisico's. De enige uitzondering hierop is het *Besluit uitvalsituaties hoogspanningsnet,* hieronder nader omschreven. In de methoden en voorwaarden van ACM staan daarnaast slechts een registratieplicht en algemene verplichting voor netbeheerders om "storingen te voorkomen en zo snel mogelijk op te lossen" en een verplichting tot compensatie als storingen langer dan een bepaalde norm voortduren.[59]

Spoor 1 van deze beleidsoptie is het voortzetten van de lopende acties in het LAN en nagaan in hoeverre het beleidsmatig wenselijk is om hiernaast, via nieuwe wet- en regelgeving van KGG of nieuwe methoden en voorwaarden van ACM te sturen op het zwaarder belasten van netcomponenten in inzetten van redundantie.

De storingsreserve op het hoogspanningsnet
In 2020 is al het zogenaamde *Besluit uitvalsituaties hoogspanningsnet* in werking getreden, welke duidelijkheid geeft over de storingsreserve die aangehouden moet worden op het hoogspanningsnet. Deze netten worden conform een wettelijke eis ontworpen met een enkelvoudige storingsreserve, ofwel "vluchtstrook". Momenteel biedt dit besluit de mogelijkheid om elektriciteitsproducenten zonder storingsreserve aan te sluiten. Hierdoor is meer transportcapaciteit beschikbaar. Het lijkt kansrijk om te onderzoeken of het haalbaar is extra redundantiecapaciteit vrij te geven aan andere typen aangeslotenen en onder andere omstandigheden dan momenteel uitgewerkt in het besluit. Er zijn namelijk aanwijzingen dat de scope van het besluit verbreed kan worden. Ten eerste is het besluit in 2023 geëvalueerd en is een aantal (kleine) inhoudelijke verbeteringen gesignaleerd voor aanpassing van de regels. Dit wordt deels meegenomen als onderdeel van het voorgenomen Energiebesluit.[60] Het streven is om de scope van het genoemde besluit op punten daarbij uit te breiden, bijvoorbeeld zodat ook invoeding vanuit elektriciteitsopslag onder de werking van het besluit valt.

Daarnaast biedt een recente, interne analyse van Alliander aanwijzingen dat het benutten van deze 'vluchtstrook' ook voor *afname* van elektriciteit veel potentieel heeft. De analyse laat zien dat de kosten van toegenomen risico's op energie-onderbreking aanzienlijk lager zijn dan de maatschappelijke kosten van andere, tijdelijke oplossingen voor het vrijgeven van transportcapaciteit én lager zijn dan de maatschappelijke kosten van het niet kunnen aanbieden van transport aan netgebruikers.

Spoor 2 van deze beleidsoptie omvat het oppakken van de overige aandachtspunten uit de evaluatie van het besluit en onderzoeken van het uitbreiden van de scope van het besluit. Daarbij moet in elk geval worden onderzocht uitbreiding naar *afname* van elektriciteit en het oprekken van de in

[58] *In de Elektriciteitswet 1998 is slechts opgenomen dat netbeheerders hun net moeten ontwerpen met "voldoende reservecapaciteit", maar deze norm is niet nader ingevuld.*
[59] *Netcode Elektriciteit, artikel 8.1 een verder,* https://wetten.overheid.nl/BWBR0037940/.
[60] *Het beoogde beluit op grond van het wetsvoorstel Energiewet, welke o.a. het bestaande Besluit uitvalsituaties hoogspanningsnet zal vervangen.*

	het besluit vastgelegde maximumgrenzen aan transformatoren die kunnen worden vrijgesteld van de storingsreserve. Dit laatste omdat netbeheerders steeds grotere transformatoren bouwen, die daarmee onbedoeld buiten de werking van het besluit kunnen komen te vallen. Deze wijzigingen zouden meekunnen in een eerste wijziging van het Energiebesluit. *Aansprakelijkheid voor storingen en "storingsfonds"* Hiernaast staat mogelijk ook een prikkel voor netbeheerders om overmatig te sturen op leveringszekerheid vanwege aansprakelijkheidsrisico's: wanneer netgebruikers storingen ervaren, hebben zij op grond van de methoden en voorwaarden vaak recht op compensatie.[61] Naast deze wettelijke compensatie proberen veel marktpartijen (extra) compensatie af te dwingen via juridische claims. Netbeheerders hebben daarom de mogelijkheid geopperd van een zogenaamd "storingsfonds": een financieel fonds om de maatschappelijke kosten van storingen te compenseren, zodat netbeheerders zelf niet direct voor de kosten daarvan opdraaien. Dit zou in theorie kunnen vanuit de overheid, maar kan ook door ACM worden ingericht in de tariefregulering. De toegevoegde waarde of noodzaak van een dergelijk fonds staat op dit moment niet vast, uitkering van vergoedingen kent hoogstwaarschijnlijk ook juridische complicaties (staatssteun). *Spoor 3* van deze beleidsoptie is het nader onderzoeken van de noodzaak en inregeling van een storingsfonds of op andere wijze inperken van de compensatie of aansprakelijkheid van netbeheerders bij storingen.
EFFECTEN	Naar aanleiding van dit IBO zijn Netbeheer Nederland en BCG gevraagd om onderzoek te doen naar de verwachte baten en kosten van deze beleidsoptie. Door inzet van deze beleidsoptie wordt de noodzaak tot verzwaring vermeden dan wel uitgesteld, waardoor minder investeringen in de netten noodzakelijk zijn. Netbeheer Nederland en BCG schatten in dat de potentiële reductie in investeringskosten tot en met 2024 max. 3 mld euro bedragen. Netbeheer Nederland en BCG concluderen daarnaast dat, zelfs wanneer het extra belasten en vrijgeven van redundantiecapaciteit het storingsrisico met 50% tot 100% zou toenemen, de economische kosten daarvan relatief beperkt zijn (0.2-0.4 mld euro). Zij schatten tenslotte de economische meerwaarde van extra transportcapaciteit voor nieuwe burgers en bedrijven in op €35 miljard. Om dit te berekenen hebben Netbeheer Nederland en BCG in scenario's de belasting op onderdelen van de *regionale netten* tussen de 5 en 30% verhoogd, waarbij de mate van extra belasting per netonderdeel wordt gedifferentieerd op basis van kennis en inschattingen van netbeheerders over de storingsrisico's per netonderdeel. Afhankelijk van de mate waarin de belastinggrenzen worden opgetrokken, kunnen hiermee 1% tot 4% aan cumulatieve investeringskosten worden vermeden in 2040. De doorrekening van Netbeheer Nederland en BCG over de impact van zwaardere assetbelasting op het hoogspanningsnet resulteert in een besparing van cumulatieve investeringskosten van ongeveer 0.2-0.5 mld euro in 2040 en, in de veronderstelling van een stijging van de storingsfrequentie met 50-100%, tot extra economische impact van storingen ter waarde van 0.05-0.1 mld euro. Een interne analyse van Alliander inzake het inzetten van de storingsreserve op hoogspanningsnetten geeft een vergelijkbaar, indicatief beeld: de kosten van

[61] *Netcode Elektriciteit, artikel 8.8,* https://wetten.overheid.nl/BWBR0037940/*; en vanaf 1-1-2025 ook het artikel 8.10,* https://zoek.officielebekendmakingen.nl/stcrt-2023-13339.html.

	storingsrisico's door het benutten van 'de vluchtstrook' zijn vijftig keer lager dan de kosten van alternatieve maatregelen, zoals het uitschrijven van een flexibiliteitstender, en duizendmaal zo laag als de kosten van het niet kunnen bieden van transport aan nieuwe bedrijvigheid. Er is geen schatting voorhanden van de impact van het afschaffen van eventuele prikkels voor storingen of het oprichten van een "storingsfonds".
RAND-VOORWAARDEN	*Ruimtelijke ordening/energieplanologie* Er zijn geen randvoorwaarden met betrekking tot de ruimtelijke ordening of energieplanologie. *Betrokken partijen en draagvlak* Het betreft een technisch onderwerp waarvan de expertise met name bij netbeheerders en ACM ligt. Deze twee partijen zijn cruciaal om stappen te zetten op de drie beschreven sporen. *Regulering* Het is bekend dat er mogelijk prikkels bestaan in de regulering waardoor netbeheerders geneigd zijn overmatig te sturen op het vermijden van storingen. Ook dit wordt beoogd verder te onderzoeken vanuit het LAN. De aanleiding hiervoor is dat ACM in haar reguleringsmodel een zogenaamde kwaliteitsprikkel heeft ingebouwd, waardoor netbeheerders met gemiddeld meer en/of langere storingen direct in de toegestane inkomsten worden gekort. De keuze en inrichting van een dergelijke prikkel ligt echter binnen de exclusieve bevoegdheid van ACM. *Uitvoering* Er zijn geen randvoorwaarden met betrekking tot de uitvoering.
BUDGETTAIRE GEVOLGEN	Er zijn geen voorziene budgettaire gevolgen. Dit kan alleen noodzakelijk worden als het Rijk een storingsfonds wilt oprichten. Netbeheer Nederland en BCG schatten in dat een storingsfonds tot en met 2040 ongeveer €0.2 tot 0.4 Mld aan compensatie zou moeten uitkeren, indien de storingskans met 50-100% toeneemt. De toegevoegde waarde en noodzaak en een dergelijk fonds moet nog worden aangetoond en wordt op dit moment dan ook ontraden in deze beleidsoptie.
RELATIE TUSSEN BELEIDSOPTIES	Beleidsopties 3.11 Het net zwaarder belasten, 3.12 Intensiveren Innovatieregeling MOOI en 3.13 Uitvoeren Actieplan Digitalisering van het Energiesysteem vormen samen het cluster 'technische benutting' van uit het NBNL/BCG onderzoek.

Beleidsoptie 3.12 Intensiveren Innovatieregeling MOOI

OMSCHRIJVING	Deze maatregel betreft een specifieke openstelling(en) binnen de bestaande innovatieregeling MOOI (Missiegedreven Onderzoek Ontwikkeling en Innovatie) om steun te bieden aan het onderzoeken, ontwikkelen en testen van slimme oplossingen waardoor het elektriciteitssysteem (in de toekomst) beter benut kan worden.
RATIONALE	Er zijn nog veel innovaties mogelijk en nodig die oplossingen bieden waardoor het elektriciteitssysteem beter benut kan worden. Een efficiëntere benutting van de infrastructuur kan ertoe leiden dat er minder investeringen nodig zijn in het verzwaren. Tevens kunnen innovatieve oplossingen ertoe leiden dat de betrouwbaarheid beter gewaarborgd kan worden. Deze innovaties zullen zonder overheidssteun niet of niet op tijd tot uitvoering komen. Hierbij spelen marktfalen een rol, omdat de markt vanuit zichzelf minder investeert in risicovolle en kapitaalintensieve R&D dan maatschappelijk wenselijk. Daarnaast is er ook sprake van transitiefalen, omdat het bestaande (innovatie)systeem het niet lukt om zelfstandig zichzelf opnieuw uit te vinden en radicaal van koers te veranderen. Door kennisinstellingen en marktpartijen uit te dagen via de subsidieregeling MOOI kunnen innovatieve oplossingen ontwikkeld worden. Dit type projecten zijn reeds (beperkt) mogelijk in de MOOI-regeling. Maar deze staat eens per twee jaar open, waarbij ook allerlei andere innovatie-opgaven die bijdragen aan de energie- en klimaattransitie kunnen worden ingediend. Door overtekening van afgelopen openstellingsrondes is er veel concurrentie tussen aanvragen, met als gevolg dat niet elk potentieel impactvol initiatief ondersteund kan worden. Daarnaast is er na 2025 minder budgettaire ruimte. Hierdoor kan niet gegarandeerd worden dat de ondersteuning voor dit onderwerp na 2025 voldoende is. Dat kan als gevolg hebben dat er kansen gemist worden om oplossingen te ontwikkelen die op (midden)lange termijn tot beter betaalbaar duurzaam energiesysteem leiden. Via deze maatregel kunnen een drietal specifieke MOOI-rondes opengesteld worden voor innovaties die bijdragen aan een efficiëntere integratie van hernieuwbare elektriciteit, en daarmee bijdragen aan de transitie naar een betaalbaar, duurzaam energiesysteem. De MOOI-regeling ondersteund grotere R&D-projecten (>€2 mln. per project) waarbij multidisciplinaire consortia samen werken aan integrale oplossingen. Vanuit het innovatiebeleid wordt de MOOI standaard opengesteld voor drie thematisch "missies"[62]: 1) verduurzaming van de elektriciteitsvoorziening (op zee en op land), 2) gebouwde omgeving, en 3) industrie. Vanwege de prangende uitdagingen rondom het elektriciteitssysteem, is in de energie-innovatieprogrammering van 2025 gekozen om af te wijken van de standaard cyclus door een (kleinere) extra tussentijdse MOOI-ronde open te stellen die specifiek innovaties uitvraagt die bijdragen efficiëntere systeemintegratie. Hiervoor in 2025 eenmalig € 16,5 mln. uit innovatiemiddelen beschikbaar gesteld. Naar verwachting zal er veel animo zijn voor deze openstelling. Vanaf 2026 zal het budget naar verwachting worden ingezet via de drie standaard thema's. Met extra budgettaire ruimte, kan deze openstelling na 2025 relatief eenvoudig nogmaals opengesteld worden (met nodige actualisatie). In de afgelopen jaren zijn er reeds verschillende projecten ondersteund via de MOOI die bijdragen aan de doelstelling van dit IBO. Deze projecten hebben bijvoorbeeld geleid tot een blauwdruk voor de ontwikkeling van energiehubs op bedrijventerreinen, prototypen voor flexibiliteitsdiensten voor kleinverbruikers in

[62] *Missiegedreven Onderzoek, Ontwikkeling en Innovatie (MOOI) | RVO.nl*

	gebouwde omgeving of het experimenteren met de effecten van volledige, langdurige belasting van elektriciteitsnetten. *Vormgeving maatregel* De openstellingen van de MOOI worden vormgegeven in samenwerking met RVO en de Topsector Energie. De 13 Meerjarig Missiegedreven Innovatieprogramma's (MMIP's) van de Topsector Energie vormen daarbij de leidraad. Deze programma's omvatten de innovaties die nodig zijn voor de transitie naar een klimaat neutrale samenleving in 2050. Deze worden elke 4 jaar herijkt. Deze MMIP's zullen ook de grondslag voor de inhoudelijke uitvragen die voor deze maatregel. Dit betreft de volgende innovatieprogramma's: • *MMIP1: Hernieuwbare energie op zee. (o.a. offshore wind on demand)* • *MMIP2: Hernieuwbare elektriciteitsproductie op land en in gebouwde omgeving (o.a. cable pooling en flexoplossingen)* • *MMIP5: Elektrificatie van het energiesysteem in de gebouwde omgeving (o.a. decentrale energiegemeenschappen)* • *MMIP7: Een CO2-vrije industriële energiehuishouding.* (o.a. industrial demand response) • *MMIP13: Een Robuust en Maatschappelijk gedragen energiesysteem (systeemintegratie)*
EFFECTEN	Innovaties die nog ontwikkeld moeten worden hebben meestal 5 á 10 jaar "time-to-market". Door nu te investeren in innovatieve oplossingen kunnen ze op tijd ontwikkeld worden en leiden tot oplossingen die minder maatschappelijke kosten leiden op de middellange en lange termijn. Daarmee draagt het bij aan de algemene doeltreffendheid van het klimaat en energiebeleid (c.q. op tijd de doelstellingen halen) en draagt het bij aan de doelmatigheid omdat dit doel op een efficiëntere manier (c.q. tegen minder maatschappelijke kosten) behaald kan worden. Op maatregelniveau is het voordeel dat er gebruik wordt gemaakt van bestaande beleidsinstrumenten. Dit zijn bewezen doeltreffend en doelmatig instrumenten. Door deze in te zetten, kan de maatregel snel uitgevoerd worden en eerder tot resultaten leiden. Door innovaties kan aanbod en vraag zowel in de tijd (balans) en geografisch (transportschaarste) beter worden afgestemd. Hierdoor kan er beter ingespeeld worden op beschikbare transportcapaciteit van het elektriciteitssysteem Het ondersteunen van innovatie geeft ook een positieve bijdragen aan de Nederlandse economie door het verbeteren van de kennispositie en het produceren - en uiteindelijk (internationaal) vermarkten - van innovaties.
RAND-VOORWAARDEN	*Ruimtelijke ordening/energieplanologie* Voor projecten die nog niet volwassen zijn, zal de ruimtelijke impact meestal nog minimaal zijn. Het kan zijn dat de implementatie van innovaties wel gevolgen hebben voor het ruimtelijkebeslag. Innovaties kunnen ook leiden tot efficiënter gebruik van het energiesysteem en beperking van energie-infrastructuur en daarmee minder ruimtebeslag. Daarnaast geldt dat aanvragers van innovatiesubsidies altijd getoetst worden op het criteria "slaagkans in de markt en maatschappij". Innovaties die bij toepassing negatieve effecten kunnen gaan hebben op bijvoorbeeld de ruimtelijke ordening scoren minder op dit criterium. Voorstellen die onvoldoende scoren op dit criterium worden standaard afgewezen. *Betrokken partijen en draagvlak* De regeling wordt vormgegeven door KGG in samenspraak met RVO en de Topsector Energie. Innovatieprojecten op deze thematiek worden vooral

getrokken door ondernemers/bedrijven, onderzoeksinstellingen (incl. HBO) en lokale netbeheerders. Overheden kunnen een faciliterende rol spelen, maar mogen geen subsidieontvangers zijn (dat is wettelijk bepaald). Het komt ook veel voor dat netbeheerders een van de projectpartners zijn.

Regulering
De uitvoering is juridisch mogelijk. De uitvoering loopt via bestaande subsidieregelingen. Deze wordt uitgevoerd binnen de grenzen van de Algemene Groepsvrijstellingsverordening (AGVV). De AGVV is het onderdeel van de staatsteunkaders waarbinnen staatsteun per definitie toegestaan is. Indien steun buiten dit kader gegeven wordt is er een apart notificatietraject nodig richting de Europese Commissie. Dit zijn over het algemeen lange, intensieve trajecten. Door binnen de kaders van de AGVV te blijven kunnen maatregelen dus sneller uitgewerkt worden.

Uitvoering
De uitvoering van deze maatregel kan meelopen in jaarlijkse uitvoeringsopdracht aan RVO. Hiermee zijn uitvoeringskosten gemoeid. Normaliter is dat circa 4 à 5% van het openstellingsbudget.

BUDGETTAIRE GEVOLGEN

Voor de uitvoering van deze maatregel worden drie jaarlijkse openstellingsrondes voorzien. Gezien de variatie aan mogelijke innovaties in verschillende sectoren en delen van het energiesysteem, stelt deze optie voor om de openstelling met een goede budgettaire massa open te stellen. Daarbij is het ook belangrijk dat dit niet te veel is, om het concurrerende effect van een tender te waarborgen en de markt niet te "oververzadigen".

Op basis van afgelopen MOOI-openstellingen en de voorliggende uitdaging, wordt ingeschat dat circa 6-8 grote innovatieprojecten per jaar een goede impuls kan geven. Met een gemiddelde subsidie per project van €2-€2,5 mln, zou een openstellingbudget van €15 mln. per jaar passend zijn. Dit correspondeert ook beschikbare budget voor de extra tussentijdse MOOI-ronde die in 2025 opengesteld wordt voor innovaties op het gebied van systeemintegratie (€16,5 mln.)

Het bijbehorende kasritme in de openstellingstabel is op basis van het standaard uitfinancieringsritme van de MOOI-regeling. De subsidie wordt stapsgewijs (per mijlpaal) uitgekeerd over een periode van vijf jaar. Hierbij wordt er tevens vanuit gegaan dat er standaard 10% projectuitval zal optreden. Vandaar dat de kasuitgaven tellen op tot 90% van het verplichtingenbudget. Na 5 jaar kan de regeling worden geëvalueerd en beoordeeld of een verlening van de regeling wenselijk is.

IN MLN.	2026	2027	2028	2029	2030	STRUC	CUM
MOOI	0,75	3,75	7,5	10,5	9,75		40,5

RELATIE TUSSEN BELEIDSOPTIES

Beleidsopties 3.11 Het net zwaarder belasten, 3.12 Intensiveren Innovatieregeling MOOI en 3.13 Uitvoeren Actieplan Digitalisering van het Energiesysteem vormen samen het cluster 'technische benutting' van uit het NBNL/BCG onderzoek.

Beleidsoptie 3.13 Uitvoeren Actieplan Digitalisering van het Energiesysteem

OMSCHRIJVING	De digitalisering van het elektriciteitssysteem biedt grote potentie tot betere en dus doelmatiger benutting van dat elektriciteitssysteem. Met digitalisering wordt het verzamelen van data, het verwerken en uitwisselen van die data, het analyseren van die data tot inzichten en het (al dan niet automatisch) aansturen op basis van die inzichten bedoeld. Deze digitalisering voltrekt zich momenteel al. Om de juiste randvoorwaarden te scheppen voor deze digitalisering en een overzicht te creëren wat waar gebeurt op dit gebied wordt er gewerkt aan het Actieplan Digitalisering van het Energiesysteem. Dit fiche bevat een beleidsvoorstel om de uitvoering van dit Actieplan te borgen.
RATIONALE	Er zijn veel digitale oplossingen mogelijk waardoor de staat van het elektriciteitsnet beter inzichtelijk wordt en componenten van dit net digitaal aangestuurd kunnen worden. Een efficiëntere benutting en aansturing van de infrastructuur kan leiden tot minder en effectievere verzwaringen en uitbreidingen van het net én minder operationele kosten. Deze digitale oplossingen en innovaties zijn talrijk en kunnen bijvoorbeeld toegepast worden achter de meter, op transport- en distributienetten door netbeheerders of door ontwikkelaars van energietechnologieën. Digitalisering maakt het onder andere mogelijk om het net flexibeler in te zetten en sneller te kunnen reageren op schommelingen in elektriciteitsvraag en -aanbod wat onontbeerlijk is wanneer het aandeel hernieuwbare opwek op toeneemt. Daarom draagt deze maatregel ook bij aan de verduurzaming van de elektriciteitsvoorziening. Deze digitale oplossingen en de randvoorwaarden om deze te implementeren worden momenteel in kaart gebracht in het Actieplan Digitalisering van het Energiesysteem. Het ministerie van Klimaat en Groene Groei stelt dit Actieplan samen met meer dan 40 partijen uit de sector op en is in de zomer van 2025 gereed. In het Actieplan zullen acties geformuleerd zijn om het implementeren van de nodige digitale oplossingen mogelijk te maken, waarbij de actiehouders uit het publieke én private domein komen. Om de acties daadwerkelijk tot uitvoering te brengen en zo een beter en efficiënter elektriciteitsnet te realiseren is meerjarige beleidsinzet (inclusief financiering) nodig. Als de overheid hiervoor niet de juiste kaders stelt kan dit leiden tot een (te) grote afhankelijkheid voor het functioneren van het elektriciteitsnet van onder andere grote techbedrijven. Ontwikkelaars van digitale oplossingen hebben er bijvoorbeeld baat bij om deze oplossingen alleen te laten samenwerken met andere producten van diezelfde ontwikkelaars. Denk aan omvormers van zonnesystemen die alleen kunnen communiceren met thuisbatterijen van hetzelfde merk. Ook kan het zo zijn dat bij een grootschalige uitrol van energiemanagementsystemen de ontwikkelaar van zo'n systeem kan bepalen onder welke voorwaarden deze systemen slimme apparaten aansturen. Een dergelijke ontwikkelaar (op deze schaal vaak een groot techbedrijf) kan daardoor effectief invloed uitoefenen op het functioneren van het elektriciteitsnet. Hierdoor kunnen de kosten van net(beheer) juist toenemen.
EFFECTEN	Met het Actieplan wordt een sectorbrede aanpak voor het digitaliseren van het elektriciteitssysteem beoogd. Door dit Actieplan worden naast publieke investeringen ook private investeringen gestimuleerd. Daarnaast worden verschillende publieke investeringen in kaart gebracht en gebundeld. Daarmee is het Actieplan doeltreffend. Verder zullen de acties in het Actieplan nader worden uitgewerkt en getoetst worden op doelmatigheid.

Dankzij het implementeren van digitale oplossingen in het elektriciteitsnet ontstaat er meer inzicht in de daadwerkelijke benutting van het net en de benodigde transportcapaciteit. Ook kan dankzij digitalisering het elektriciteitsvraag en -aanbod binnen verschillende netvlakken beter op elkaar afgestemd worden waardoor in potentie minder transportcapaciteit nodig is en ook de benodigde fysieke ruimte beter benut kan worden. Digitalisering geeft in potentie inzicht en handelingsperspectief voor alle actieve partijen op het elektriciteitsnet. Huishoudens en bedrijven kunnen meer inzicht krijgen in hun energieverbruik en beter sturen op minder verbruik of verbruik op goedkope momenten. Netbeheerders krijgen beter inzicht in de benutting van en transportschaarste in het net.

Digitalisering heeft ook negatieve neveneffecten zoals het alsmaar toenemende energieverbruik van datacenters en AI (ook al is het energieverbruik van AI modellen voor de energiesector naar verwachting slechts een fractie van het totale energieverbruik van AI). Ook moet bij digitalisering rekening worden gehouden met cyberweerbaarheid en privacy aspecten rond data. Dit zijn aspecten die ook worden meegenomen in het Actieplan Digitalisering van het Energiesysteem. Daarnaast is voor het uitvoeren van de acties uit het Actieplan het noodzakelijk dat een groot deel van de energiesector betrokken wordt. Hierdoor wordt er een netwerk opgebouwd van personen die zich binnen verschillende partijen in de elektriciteitssector bezighouden met digitalisering. Dit kan de snelheid van implementatie verhogen en het 'opnieuw uitvinden van het wiel' voorkomen.

RAND-VOORWAARDEN

Om de acties uit het actieplan tot uitvoering te brengen is inzet vanuit het publieke én private domein een randvoorwaarde. De betrokken private partijen omvatten bijvoorbeeld energieleveranciers, netbeheerders, consultants en techniekontwikkelaars. Binnen de overheid zijn ook een ook veelvoud aan directies betrokken zoals DG mobiliteit (IenW) voor laadinfrastructuur voor elektrisch transport, DG digitalisering en overheidsorganisaties (BZK) en de directie Digitale Economie (EZ). Tijdens het uitwerken van het actieplan wordt met de betrokken actiehouders afspraken gemaakt over het toezeggen van de benodigde capaciteit voor het uitvoeren van de acties.
De acties worden uitgevoerd binnen de bestaande juridische kaders en vereisen geen aanpassing van de huidige wet- en regelgeving.

BUDGETTAIRE GEVOLGEN

Om de uitvoering van het Actieplan te borgen wordt een bedrag van €250.000 per jaar voor de komende 4 jaar begroot. Dit betreffen de (rijks)uitgaven voor het beschikbaar stellen van fte's waardoor de juiste randvoorwaarden kunnen worden gerealiseerd en niet de kosten van de acties zelf.

IN MLN.	2025	2026	2027	2028	2029	2030	STRUC	CUM
Uitvoering Actieplan Digitalisering Energiesysteem		0,25	0,25	0,25	0,25			1

RELATIE TUSSEN BELEIDSOPTIES

Beleidsopties 3.11 Het net zwaarder belasten, 3.12 Intensiveren Innovatieregeling MOOI en 3.13 Uitvoeren Actieplan Digitalisering van het Energiesysteem vormen samen het cluster 'technische benutting' van uit het NBNL/BCG onderzoek.

Beleidsoptie 3.14 Andere Systeemkeuzes – minder wind- en meer kernenergie

OMSCHRIJVING	Vanwege de hoge kosten voor de netten op zee kan overwogen worden te kiezen voor meer kernenergie en minder windenergie op zee.
RATIONALE	• Netten op zee representeren een aanzienlijk aandeel van de totale investeringsopgave voor de elektriciteitsinfrastructuur richting de toekomst. • Het verlagen van de uitrol van de wind op zee maakt dat er minder elektriciteitsinfrastructuur nodig is en er dus kosten worden bespaard op het net op zee. • Wel zal er geïnvesteerd moeten worden in een alternatief, met bijbehorende kosten. In dit geval wordt uitgegaan van kernenergie. Kosten komen hiervan mogelijk minder terug in de netkosten op zee, investeringen in het net op land moeten immers voor zowel wind op zee als voor kernenergie plaatsvinden, maar wel in de vorm van een aanzienlijke publieke bijdrage in de initiële investeringskosten voor de nieuwe kernreactoren. • De maatregel leidt tot een meer baseload productieprofiel van het aanbod, wat aansluit bij de baseload energievraag in de industrie en de behoefte aan flexibiliteit in het systeem vermindert.
EFFECTEN	Verwacht effect op systeemkosten/nationale kosten: • Systeemstudies waarbij een kostenoptimalisatie wordt uitgevoerd bij verschillende elektriciteits- en energievraag laten zien dat een sterke inzet op windenergie op zee ook in combinatie met kernenergie tot de laagste systeemkosten kan leiden De modelstudies kiezen vaak voor het maximaal benutten voor het potentieel voor windenergie op zee, waarbij in scenario's met een hoge energievraag daarnaast ook nog kernenergie wordt ingezet. In alle systeemstudies maakt windenergie een aanzienlijk deel uit van de productiemix in de elektriciteitssector en levert deze bron zo'n 50-90% van de totale binnenlandse vraag. De systeemkosten zijn een optelsom zijn van energiekosten, investeringskosten voor productietechnieken, flexibiliteit én infrastructuurkosten. Het is in het publieke belang om de totale som van al deze kostenposten samen zo laag mogelijk te houden; • In lijn met scenario's uit deze studies met een hoge energievraag is er in het Nationaal Plan Energiesysteem daarom gekozen voor een maximale inzet op de uitrol van windenergie op zee met een rol voor kernenergie. Dit omdat Nederland met deze strategie anticipeert op voldoende opwek en infrastructuur om voldoende energie beschikbaar te hebben in het geval dat een aanzienlijk deel van de huidige energievraag ook in het toekomstige energiesysteem in Nederland blijft bestaan. • Windenergie op zee gaat gepaard met relatief hoge infrastructuurkosten, maar is qua investering in opwekcapaciteit heel gunstig en heeft daarnaast nauwelijks operationele kosten. Op systeemniveau vergt de inpassing van windenergie wel aanvullende investeringen in flexibiliteit, zoals, elektrolyse, opslag en regelbaar vermogen om de leveringszekerheid van elektriciteit te borgen. • Kernenergie kent juist grote investeringskosten in de techniek, kent relatief lage infrastructuurkosten en relatief lage operationele kosten (maar wel hoger dan bij windenergie op zee) en is niet weerafhankelijk.

- Hierdoor leidt inzet op windenergie op zee al dan niet in combinatie met kernenergie volgens de meeste systeemstudies tot lagere nationale kosten. Dit volgt onder meer uit de ADAPT/TRANSFORM scenariostudie van TNO en de Trajectverkenning klimaatneutraal 2050 van PBL. Wat meer kernenergie ter vervanging van meer doorgroei van windenergie op zee na 2040 is in beperkte mate mogelijk, maar niet op dezelfde schaal als waarop windenergie op zee schaalbaar is, met name door de beperkte hoeveelheid geschikte locaties. In ieder geval niet vóór 2050;
- Er zijn diverse onzekerheden die de kosten van kernenergie en windenergie op zee kunnen beïnvloeden. Voor de verdere uitrol van beide technologieën is vooral de verwachte vraag naar elektriciteit van belang. In termen van kosten is het van belang om niet alleen naar de kosten, maar ook naar de onzekerheden en risico's op kostenoverschrijdingen te kijken. Daarbij moet dan niet alleen op technologieniveau gekeken worden (waarbij deze risico's hoger liggen voor kernenergie dan voor WOZ) maar ook naar de onzekerheden en risico's op systeemniveau. Zo zijn er ook grote onzekerheden rondom de kosten van de flexibiliteit die extra nodig is in een systeem dat sterker of uitsluitend op hernieuwbare bronnen leunt. Uit systeemstudies, onder andere van TNO en PBL, blijkt dat de toevoeging van kernenergie aan het energiesysteem slechts een beperkt (positief) effect heeft op de totale systeemkosten. Er vindt daarbij weinig tot geen afruil plaats tussen wind op zee en kernenergie (op specifieke aanlandingsplaatsen is die er uiteraard wel). De kostenbesparing ontstaat voornamelijk doordat er minder dure flexibiliteitsopties nodig zijn en elektrolysers met inzet van kernenergie mogelijkerwijs kostenefficiënter kunnen opereren. Vanuit systeemkostenoogpunt is een directe afruil tussen wind op zee en kernenergie dus niet doeltreffend.
- Inzet op kernenergie moet dan ook niet alleen vanuit systeemkosten bezien worden, maar ook vanuit de bijdragen aan andere beleidsdoelen zoals leveringszekerheid, de diversificatie van energiemix en toeleverketens van o.a. technologie en betrouwbaarheid van het energiesysteem. Diversificatie van de energiemix zorgt ervoor dat een inzet op verschillende bronnen er ook voor zorgt dat risico's binnen specifieke toeleveringsketens minder impact hebben op de opbouw van het systeem als geheel. Bij windenergie op zee kan hierbij gedacht worden aan de toeleveringsketens voor windturbines, offshore hoogspanningsplatformen en offshore gelijkstroomkabels. Bij kernenergie aan componenten voor nucleaire technologie en de toelevering van uranium (hetgeen ook in bevriende landen voldoende voorradig is).
- Systeemstudies die tot nu toe zijn gedaan gaan uit van maximaal twee grote kerncentrales in 2050 (3GW), al dan niet aangevuld met inzet van kleine modulaire reactoren (SMRs). De impact van inzet op meer dan twee grote kernreactoren na 2040 is nog niet onderzocht. De werkelijke mogelijkheden rondom de grootschalige inzet op SMRs en de bijbehorende kosten zijn nog erg onzeker.
- NB – Ongeacht de keuzes omtrent kernenergie is het gegeven de grote onzekerheid omtrent vraagontwikkeling essentieel om bij de uitrol van de wind op zee een gefaseerde, adaptieve aanpak te hanteren waarbij de vraagontwikkeling gemonitord wordt en waar in geval van blijvende vertraging in de groei van de elektriciteitsvraag ook voor een vertraging van de uitrol van wind op zee gekozen kan worden. De bedoeling is dat hiermee ook te grote (of te vroege) investeringen in infrastructuur binnen de perken gehouden kunnen worden. Een eerste aanzet voor een

strategie voor zo'n flexibele aanpak voor de lange termijn uitrol van wind op zee zal terechtkomen in het Windenergie Infrastructuurplan Noordzee (WIN, voorheen EIPN), dat in de eerste helft van 2025 gepubliceerd zal worden. Ook bij een flexibele aanpak moeten ver van tevoren besluiten t.a.v. de aanschaf van infrastructuurelementen (platforms en kabels) genomen worden terwijl de vraagontwikkeling (en het tempo daarvan) nog onzeker zijn. In bestaande scenariostudies loopt de elektriciteitsvraag in 2040 uiteen van 160 tot 370 TWh, en in optimalisatiestudies van 160 tot 325 TWh. Hierbij wordt het verschil tussen de onderkant van deze bandbreedte en de bovenkant voor het overgrote deel verklaard door de elektriciteits-en waterstofvraag in de energie-intensieve industrie.

Verwacht effect op behalen klimaatdoelen/robuuste keuzes:
Twee kerncentrales in 2040:

- In het NPE is reeds uitgegaan van de realisatie van twee grootschalige kerncentrales in 2040, naast een zeer sterke uitrol van wind op zee. De bouw van twee centrales betekent daarom geen aanvullend effect t.o.v. het NPE.

Vier of meer centrales in 2040:

- Het kabinet zet in op de realisatie van vier centrales. Wanneer de twee aanvullende centrales ook in 2040 operationeel zouden zijn zou er een aanvullend aanbod van zo'n 24 TWh extra beschikbaar zijn op basis van een totaal vermogen van 3,2 GW en 7,500 draaiuren. Kennisinstellingen zoals PBL en TNO betwijfelen of het reëel is om te veronderstellen dat er 4 nieuwe centrales in 2040 operationeel zijn en gaan daarom uit van maximaal twee nieuwe grote centrales, hetgeen naar voren komt in de maximaal aangenomen technische potentiëlen voor kernenergie in 2040[63].
- Dit zou theoretisch de wind op zee behoefte voor 2040 met zo'n 6 GW verminderen. De verkenning van Berenschot Kalavasta schat in dat 1,5 GW aan extra vermogen kernenergie leidt tot 2 GW minder windenergie op zee.
- In het NPE is weliswaar een beeld geschetst waarin het nu verstandig is om voor meerdere technieken op maximale uitrol in te zetten (o.a. mogelijke doorgroei van kernenergie naar zo'n 7 GW in 2050), om daarmee mogelijke tegenvallers te voorkomen. Dit betekent niet dat het wenselijk is om tot en met 2050 voor alle bronnen de maximale uitroltempo's te handhaven omdat er dan een sterk overaanbod gecreëerd zou worden.
- Echter:
    - Wind op zee wordt in stappen ontwikkeld, dit betekent dat bij een aanzienlijk deel van de energie die de totale capaciteit in 2040 kan leveren ook al in de jaren vóór 2040 aanwezig kan zijn, wat de verduurzaming van eindgebruikssectoren zoals de industrie ten goede komt;
    - Bij tegenvallers bij de uitrol van wind op zee is de impact waarschijnlijk minder binair en zal nog steeds een gedeelte van de geplande capaciteit gerealiseerd worden, terwijl bij non-realisatie van één grote kerncentrale gelijk een groot gat in het aanbod valt

[63] *TNO (2024) Een klimaatneutraal energiesysteem voor Nederland ; PBL (2024) Trajectverkenning klimaatneutraal 2050.*

RAND-VOORWAARDEN	• Voldoende geschikte locaties om nieuwe kerncentrales te bouwen, waarbij onder andere de beschikbaarheid van koelwater, een grote aansluiting op het elektriciteitsnet en voldoende transportcapaciteit in het hoogspanningsnet. Daarnaast is voldoende afstand vanaf woonkernen van belang; • Voor het kunnen realiseren van nieuwe kerncentrales is het van belang dat er voldoende (lokaal) draagvlak is voor de bouw van de nieuwe reactoren. • Er moet een financieringsinstrument bestaan met voldoende budget om de overheidsbijdrage vorm te kunnen geven.
BUDGETTAIRE GEVOLGEN	Een besluit over de wenselijkheid van 2 of meer kernreactoren bovenop de twee door kabinet Rutte IV geplande kerncentrales moet gebaseerd worden op een goede analyse van de impact die dit heeft op systeemkosten en andere aspecten van de inrichting van het energiesysteem, zoals ruimtelijke interacties tussen windenergie aanlandingen en kernenergie en mogelijke interacties op het gebied van subsidie-instrumenten en wederzijdse beïnvloeding van de business case en investeringszekerheid. Analyses van de impact van meer dan 2 grote kerncentrales op de totale systeemkosten in het Nederlandse energiesysteem zijn op dit moment nog niet beschikbaar, maar hiervoor is recentelijk een nieuwe onderzoeksopdracht voor in de markt gezet.
WENSELIJKHEID	Zoals aangegeven in de Energienota is het in dit stadium van ontwikkeling van kernenergie, met onvoldoende zicht op de realisatiekans van meer dan twee centrales in 2040, onverstandig en niet robuust om een beslissing te nemen de inzet op wind op zee af te schalen. Bij de herijking van het NPE in 2028 kan worden bepaald wat de meest gunstige mix van elektriciteitsbronnen lijkt. Een dergelijke maatregel zou dus op de lange termijn overwogen kunnen worden, op een moment dat er meer duidelijkheid is omtrent de energievraag en mocht het duidelijk worden dat een stevigere inzet op kernenergie tot lagere systeemkosten leidt. Deze informatie is op dit moment niet beschikbaar en het is daarom onmogelijk deze beslissing op korte termijn te nemen. Er is op dit moment geen reden om aan te nemen dat de publieke lasten lager zijn in een systeem met meer kernenergie en minder wind op zee.
BUDGETTAIRE GEVOLGEN	Niet van toepassing.
RELATIE TUSSEN BELEIDSOPTIES	Beleidsoptie 3.14 Andere systeemkeuzes maken - minder wind- en meer kernenergie, 3.15 Andere systeemkeuzes maken - minder stroom en meer waterstof en 3.16 Breder benutten van net op zee maken deel uit van het cluster systeeminterventies uit het NBNL/BCG onderzoek.

Beleidsoptie 3.15 Andere systeemkeuzes manken – minder stroom en meer waterstof

OMSCHRIJVING	Het vergroten van het aandeel waterstof in de energiemix zou de benodigde hoeveelheid elektriciteitsinfrastructuur kunnen verminderen. Dit zou kunnen door meer elektrolyse, mits op de juiste locaties in het systeem geplaatst. Een andere mogelijkheid is een stevigere inzet op koolstofarme waterstof. Vanwege de hoge kosten van elektrolyse ligt de tweede optie meer voor de hand. Dit fiche gaat in op: A: Verminderde inzet op elektrificatie, door hogere inzet op waterstof of fossiel + CCS in de energie-intensieve industrie; B: Een bredere inzet van waterstof in het gehele energiesysteem De overheid zou invulling kunnen geven aan bovenstaande beleidslijnen door actiever het aanbod van waterstof te bevorderen. Of dit wenselijk is en hoe dit eruit zou kunnen zien voor koolstofarme waterstof wordt momenteel op ambtelijk niveau uitgewerkt. Daarnaast zou gekeken kunnen worden of er nog maatregelen nodig zijn om barrières voor investeringen in CCS weg te nemen. Tegelijkertijd behoren routes die gebruik maken van CCS in een aanzienlijk deel van de industrie al tot de meest kosteneffectieve verduurzamingsroutes en vergt juist de inzet op radicalere (fossielvrije) alternatieven juist (meer) ondersteuning vanuit de overheid. Elektrificatie is in veel gevallen vanuit systeemniveau ook de meest kosteneffectieve verduurzamingsroute, maar deze route brengt op korte termijn wel uitdagingen met zich mee door de benodigde voorinvesteringen die vooruitlopen op een toenemende vraag en door beperkingen in de snelheid waarin de netwerken kunnen worden uitgebreid en versterkt.
RATIONALE	Het idee achter deze maatregel is dat dit de investeringen in het elektriciteitsnet kan verminderen doordat waterstoftransport per getransporteerde energie hoeveelheid goedkoper is dan transport van elektriciteit. Hierbij wordt alleen gekeken naar de infrastructuurkosten en niet naar de systeemkosten. De maatregel kan dus de kosten voor TenneT verminderen, maar zal naar verwachting de nationale kosten voor de energietransitie (aanzienlijk) verhogen. Het Nationaal Plan Energiesysteem (NPE) Energiesysteem bevat de beleidskeuze dat elektriciteit de ruggengraat wordt van het energiesysteem en daarmee de dominante energiedrager wordt in het nieuwe energiesysteem. Daarnaast speelt waterstof een belangrijke, maar wel specifieke rol in het toekomstige energiesysteem, namelijk voor verduurzaming van specifieke toepassingen én als energiedrager die relatief makkelijk kan worden opgeslagen, wat flexibiliteit biedt aan het energiesysteem. Voor een aantal toepassingen, zoals inzet als grondstof in de industrie, (een gedeelte van) de vraag naar hoge-temperatuur proceswarmte, verduurzaming van een gedeelte van zwaar transport, brandstofproductie voor lucht- en scheepvaart en inzet als brandstof voor regelbare centrales in de elektriciteitssector is waterstof noodzakelijk.
EFFECTEN	*Context* In het NPE is de keuze gemaakt voor een maximale inzet op elektriciteit, omdat dit de grootste systeemefficiëntie en daarmee de laagste systeemkosten en publieke kosten oplevert. Bij een bredere inzet van waterstof, bijvoorbeeld voor de invulling van lage temperatuur warmtevraag

nemen de systeemkosten toe, doordat meer kosteneffectieve alternatieven voorhanden zijn. Een verkenning van Berenschot/Kalavasta ondersteunend aan dit IBO heeft ook de impact van substitutie van elektriciteit met meer inzet van waterstof onderzocht. Ook zij kwamen erop uit dat dit kosten zou kunnen besparen op de elektriciteitsinfrastructuur, maar tot (beperkt) hogere totale systeemkosten zou leiden.

Waterstof kan op verschillende manieren geproduceerd worden, waarbij de emissiearme productiemethoden uiteen vallen in hernieuwbare waterstofproductie middels elektrolyse en koolstofarme waterstofproductie. Koolstofarme waterstofproductie betreft in de meeste gevallen de productie van waterstof uit aardgas, waarbij de vrijkomende CO_2 wordt afgevangen en ondergronds wordt opgeslagen. Nederland zet al in op zeer ambitieuze opschaling van hernieuwbare waterstofproductie en elektrolyse is een techniek die nog sterk in ontwikkeling is en nog door grote opschalingsstappen heen moet. Zoals aangegeven in de Energienota wordt het behalen van de bestaande beleidsdoelen rondom waterstof al zeer uitdagend, hoewel deze uitgaan van zeer gerichte (en dus relatief beperkte) inzet van waterstof in het systeem. Dit betekent waarschijnlijk ook dat nog sterker leunen op waterstof de kans dat de klimaatdoelen tijdig gehaald worden verkleint.

Het probleem van beschikbaarheid zou ten minste gedeeltelijk ondervangen kunnen worden door een stevigere inzet op koolstofarme waterstof. De verwachting is wel dat de rol van koolstofarme waterstof zal afnemen richting 2050, aangezien de beoogde rol ervoor is om een transitietechnologie naar hernieuwbare waterstof te zijn. Op de lange termijn zal hernieuwbare waterstof naar verwachting betaalbaarder worden, door mondiale leereffecten en kostenreducties in elektrolysetechnologie, een groeiende beschikbaarheid van goedkope CO_2-vrije elektriciteit en stijgende CO_2-prijzen. Ook het toepassen van CO_2-afvang en opslag bij bestaande industriële processen is vanuit CO_2-reductie oogpunt een mogelijk alternatief voor elektrificatie.

(systeem)Efficiëntie

- Met een hoger aandeel waterstof in de energiemix dan waar in het NPE vanuit is gegaan, is er een groter (primair) energieaanbod nodig dezelfde hoeveelheid eindgebruik te bedienen dan wanneer sterker op directe elektrificatie wordt ingezet;
- Nederland ligt nu al niet op koers de Europese energiebesparingsdoelen uit de EED te halen. Bij hogere inzet op hernieuwbare waterstof dan waar huidig beleid vanuit gaat raakt dit doelbereik verder uit beeld, door de relatief hoge energieverliezen die optreden bij elektrolyse.
- De grotere energieverliezen zitten zowel aan de aanbod kant als aan de vraagkant. Aan de aanbodkant is een extra omzettingsstap nodig – elektrolyse – waarbij elektriciteit wordt omgezet in waterstof en ongeveer een derde van de elektriciteitsinput verloren gaat. Aan de eindgebruik kant zijn elektrische toepassingen, bijvoorbeeld warmtepompen ook efficiënter dan waterstoftoepassingen (boilers).
- De grotere energieverliezen aan de aanbod kant betekenen ook dat er een grotere hoeveelheid energie opwekcapaciteit in het systeem nodig is in de vorm van hernieuwbare bronnen (met name windenergie op zee) en kernenergie – in het geval van sterkere inzet op hernieuwbare waterstof.
- De additionele energieverliezen aan de aanbodkant spelen met name een rol bij extra inzet van hernieuwbare waterstof in het systeem en in

veel mindere mate bij extra inzet op koolstofarme waterstof in het systeem. Echter, de grotere energieverliezen aan de eindgebruikerskant blijven wel overeind.

- Verwachte effect maatregel A:
    - Wanneer de verhoogde inzet van waterstof met name geldt voor de inzet in energie-intensieve industrie zal er naar verwachting een toename in primair energiegebruik zijn, maar deze zal over de hele linie mogelijkerwijs nog relatief beperkt zijn. Met name daar waar elektrificatie door middel van warmtepompen verdrongen wordt zal de energievraag substantieel toenemen;
    - Bij bredere inzet van waterstof in het systeem, ook voor lichte mobiliteit en voor verduurzaming van lage-temperatuur warmte zal er naar verwachting een vrij substantieel effect zijn op het primair energiegebruik, door significant grotere energieverliezen bij waterstofvoertuigen en bij gasketels in plaats van warmtepompen.

Kosten

- In Nederlandse systeemstudies waarin kostenoptimalisatie wordt toegepast, zoals in de ADAPT/TRANSFORM studie van TNO of de Trajectverkenning 2050 van PBL is de toepassing van waterstof in het systeem zeer gericht, namelijk toepassing als grondstof, voor een gedeelte van de hoge-temperatuur proceswarmte en voor de verduurzaming van een klein gedeelte van zwaar transport en de productie van synthetische brandstoffen voor de lucht en scheepvaart. Hier zet het beleid voor de lange termijn zoals geschetst in het NPE dan ook op in. Sterke inzet op directe elektrificatie komt in de meeste scenario's naar boven als oplossing me de laagste nationale kosten. Het lijkt er echter wel op dat de infrastructuurkosten in deze systeemstudies tot nu toe onderschat zijn.

Finale energiemix in 2050 in de scenario's ADAPT en TRANSFORM (TNO, 2024)

- In de afgelopen jaren zijn de kosteninschattingen voor hernieuwbare waterstof pessimistischer geworden. Vóór 2020 werden de investeringskosten voor elektrolyse zo'n 2-4 keer lager ingeschat dan vandaag de dag. Dit maakt een zeer gerichte inzet van waterstof in het systeem nu nog belangrijker dan we een aantal jaar geleden dachten.
- Alleen in scenario's waar op de lange termijn grote volumes aan goedkope waterstofdragers uit het buitenland geïmporteerd kunnen worden kan het gunstig zijn om meer waterstof in het energiesysteem te gebruiken. Vooralsnog zijn er nog geen tekenen dat we vóór 2050 op hele grote volumes beschikbare en betaalbare waterstofimporten kunnen rekenen. Dit houdt ook verband met het feit dat ook mondiaal de productie van waterstof nog zeer beperkt is en een zeer sterke opschaling behoeft. Om bij te dragen aan deze opschaling zet het EU beleid en het nationaal beleid in op ambitieuze uitrol van elektrolyse en toepassing in sectoren waar waterstof voor de lange termijn de meest kosteneffectieve verduurzamingsoptie is. Ook voor die toepassingen blijkt inzet van waterstof tot nu toe erg uitdagend. Nederland zet al sterk in op het aanjagen van waterstofaanbod op internationaal niveau. Echter, er *a priori* op rekenen dat we in de toekomst voor een heel groot deel van onze energievraag kunnen uitgaan van betaalbare geïmporteerde waterstofdragers is zeer risicovol.

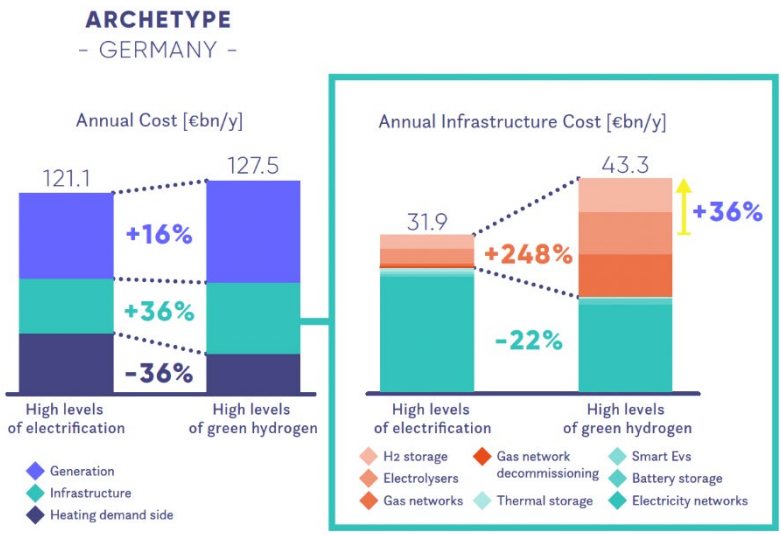
NB - Waterstof en op waterstof gebaseerde dragers (ammoniak en E-fuels) zijn aangeduid in blauwtinten en elektriciteit in geel.

- Gedurende de transitie zou een grotere rol voor koolstofarme waterstof in het waterstofaanbod bij kunnen dragen aan de robuustheid van de waterstofketen, door te zorgen voor een weersonafhankelijk (baseload) aanbod en een verminderde afhankelijkheid van grote (kostbare) waterstofopslagcapaciteit. Ook op de lange termijn zal het aandeel van waterstof in de totale energiemix waarschijnlijk relatief bescheiden zijn (<20%) aangezien de verwachting is dat dit een duurdere optie zal blijven dan directe elektrificatie.
- Maatregel A – bredere inzet van waterstof binnen de energie-intensieve industrie:
    - De meeste systeemstudies komen erop uit dat een relatief hoge mate van elektrificatie in het systeem tot de laagste nationale kosten leidt, hetgeen betekent dat sterkere inzet op waterstof tot hogere nationale kosten leidt. Dit betekent overigens niet dat in de huidige economische context en bestaande markt- en beleidsprikkels elektrificatie voor bedrijven ook altijd de meest voordelige optie is. Echter, dit pleit er meer voor de ongunstige prikkels voor elektrificatie aan te pakken dan om sterker in te zetten op ofwel de toepassing van waterstof of toepassing van CCS bij bestaande processen.
    - Gedurende de transitieperiode zou het mogelijk kunnen zijn dat de inzet van koolstofarme waterstof of toepassing van CCS tijdelijk een goedkopere oplossing is, met name doordat de nettarieven nu zo hoog zijn – hetgeen de aanleiding is van dit IBO. Daarnaast kunnen alternatieven voor elektrificatie vanuit het handelingsperspectief van bedrijven mogelijkerwijs eerder geïmplementeerd worden. Het voornaamste voordeel van de toepassing van koolstofarme waterstof is daarom versnelde emissiereductie. Immers, door netcongestie en de recente sterke stijging van de nettarieven kan het op dit moment onmogelijk of onaantrekkelijk zijn voor bedrijven om in efficiëntere verduurzamingsopties zoals elektrificatie te investeren.

- Echter, het voornaamste nadeel aan toepassing van koolstofarme waterstof is mogelijk onwenselijke padafhankelijkheid. Voor veel toepassingen van waterstof zijn andere verduurzamingsopties beschikbaar die efficiënter en/of kosteneffectiever zijn vanuit energiesysteemperspectief. Bijvoorbeeld, wanneer het om de verduurzaming van warmte gaat, met name voor lagere temperaturen, zal ook in de industrie elektrificatie vaak de meest kosteneffectieve oplossing zijn. Daarom heeft inzet op koolstofarme waterstof nu als consequentie dat in de toekomst het energiesysteem niet optimaal efficiënt is ingericht. Het alternatief is dat in de toekomst vervolgens toch nog op elektrificatie wordt overgegaan, maar dat zou dubbele kosten en benodigde infrastructuur met zich meebrengen.
- Sterkere inzet op hernieuwbare waterstof dan in het huidige beleid is voorzien zal sterk kostenverhogend werken, omdat hernieuwbare waterstof voorlopig een zeer kostbare energiedrager is.

- Maatregel B – bredere inzet van waterstof in het gehele energiesysteem:
  - Door een sterkere inzet op hernieuwbare waterstof zullen de algehele systeemkosten toenemen. De toename in kosten voor energie-opwek en extra elektrolysecapaciteit zijn hoger dan de afname in kosten door lagere investeringen in het elektriciteitsnetwerk. Dit effect wordt heel goed getoond in een studie van een aantal jaren terug van Cambridge Econometrics, waar de kostenverschillen tussen scenario's met meer moleculen en meer elektrificatie zijn vergeleken en scenario's met meer elektrificatie duidelijk als de meest kostenefficiënte uitkomst naar boven komen (zie figuur hieronder) het voorbeeld voor Duitsland, wat qua energiesysteem zeer vergelijkbaar is met dat van Nederland. Voor blauwe waterstof zullen de systeemkosten naar verwachting minder sterk toenemen door de lagere investeringskosten dan bij elektrolyse. Echter, door hogere kosten aan de eindgebruikerskant en aanvullende behoefte aan waterstofdistributienetten zullen de systeemkosten bij deze invulling van deze maatregel aanzienlijk toenemen.
  - Om te voorzien in de waterstofvraag voor de toepassingen in het systeem waarvoor waterstof nodig is, is het van belang dat ook in Nederland waterstofproductiecapaciteit gerealiseerd wordt. Voor hernieuwbare waterstof geldt dat het realiseren van de daarvoor benodigde elektrolysecapaciteit op de juiste locaties kan investeringen in de elektriciteitsinfrastructuur verminderen, congestieproblemen verminderen en de inpassing van grote hoeveelheden windenergie van zee in het energiesysteem op land mogelijk maken. Sturing op het realiseren van elektrolysecapaciteit op gunstige locaties is dan ook een gewenste beleidsrichting (zie beleidsoptie 3.9). Ook voor productiecapaciteit voor blauwe waterstof is locatiekeuze van belang, met name de nabijheid van mogelijkheden om de CO_2 af te voeren (per schip) of op te slaan in gasvelden. Dit maakt ook voor blauwe waterstof kustlocaties de meest logische vestigingsplaats. Het realiseren van koolstofarme

waterstofproductie op dergelijke locaties is dus van belang om de systeemkosten zo veel mogelijk te beperken.



RAND-VOORWAARDEN

Infrastructuur

- Ook bij inzet op waterstof zullen significante investeringen in gasinfrastructuur nodig zijn, aangezien de huidige buisleidingen voor aardgas niet meteen geschikt zijn voor het transport van waterstof. Dit effect wordt sterker bij een bredere toepassing van waterstof in het energiesysteem, omdat dan ook waterstofdistributienetten nodig zullen zijn.
- Vooralsnog wordt alleen uitgegaan van een landelijk hoofdnetwerk dat de industrieclusters met elkaar verbindt en zorgt voor een verbinding met opslaglocaties voor waterstof in het Noordoosten. Een bredere inzet in andere sectoren vergt de aanleg van waterstofdistributienetten.
- Hergebruik van aardgasleidingen voor transport van 100% waterstof is niet mogelijk zonder aanpassingen en investeringen. Ook eindgebruikstoepassingen zoals boilers moeten worden aangepast in het geval van een overstap van aardgas op waterstof.

Beschikbaarheid waterstof

Op dit moment lijkt het uitdagend om voor 2030 en 2035 voldoende hernieuwbare waterstof beschikbaar te hebben om te voldoen aan de Europese normen voor de inzet van waterstof in de industrie en mobiliteit, terwijl het hier al gaat over relatief specifieke toepassingen en lage aandelen in de totale sectorale energiemix. De huidige beschikbare middelen zijn naar verwachting onvoldoende om het benodigde volume aan waterstof te produceren om aan de wettelijke minimale inzet te voldoen. Een bredere inzet van waterstof in het systeem zal de schaarste van waterstof in het systeem verder doen toenemen en lijkt op de korte termijn daarom niet haalbaar. Hierbij speelt zowel een rol dat dit een enorme toename in (overheids)investeringen zou vergen maar ook dat een grotere en snellere opschaling van het fysieke systeem niet mogelijk lijkt, omdat elektrolyse als techniek nog opgeschaald moet worden van een schaal van maximaal 100'en MWs naar GWs.

Uitdagingen rondom de beschikbaarheid zullen bij koolstofarme waterstof een minder grote rol spelen dan bij hernieuwbare waterstof, hoewel ook hier zeker grenzen bestaan t.a.v. het maximale opschalingstempo. De beschikbaarheid van koolstofarme waterstof kent naar verwachting wel een afname richting 2050. De

	verwachting is namelijk dat op termijn fossiele bronnen voor waterstof duurder zullen worden, en dat groene waterstof juist in kostprijs zal dalen. Daarnaast is voor de productie van koolstofarme waterstof uit gas relatief schoon gas nodig om te verzekeren dat de emissies in de productieketen van de waterstof laag zijn, en de verwachting is dat de beschikbaarheid van relatief schoon gas zal afnemen. Tot slot is er ook naar alle waarschijnlijkheid beleidsmatig in 2050 de voorkeur om de productie van koolstofarme waterstof uit te faseren vanwege de bijbehorende fossiele restemissies. Voorlopig is (geïmporteerde) waterstof ruim beschikbaar, maar op termijn zal aardgas met een lage CO_2-voetafdruk steeds schaarser worden. Voor import van hernieuwbare waterstofdragers is het niet heel realistisch om nu al in te zetten op een groter aandeel van import in de waterstof aanbodmix. We gaan voor de lange termijn al uit van aanzienlijke importvolumes, maar vooralsnog is de beschikbaarheid en betaalbaarheid van waterstofdragers op de internationale markt te groot om een stevigere inzet hierop te rechtvaardigen. *Ruimtelijke ordening/energieplanologie* Door hogere inzet op waterstof zal het ruimtebeslag van het energiesysteem toenemen. Door de extra conversieverliezen aan de aanbodkant zal er zo'n 30% meer opwekcapaciteit nodig zijn voor elke hoeveelheid elektriciteit die door waterstof vervangen wordt. Daarnaast heeft elektrolyse zelf een substantiële ruimtelijke voetafdruk, momenteel naar schatting zo'n 20 ha per GW. Waterstofproductie op zee kan de ruimtelijke impact op land beperken en netkosten op zee besparen. Wanneer het gaat om invulling van waterstofvraag lijkt offshore elektrolyse dan ook een veelbelovende optie. Daarom zet de overheid in op de ontwikkeling en opschaling van elektrolyse op zee, maar hiervoor geldt momenteel al een zeer ambitieus tijdspad. Versnelling op dit vlak lijkt niet haalbaar[64] en zou daarnaast zeer kostbaar zijn. *Energiezekerheid en zelfvoorzienendheid* Naast lagere systeemkosten is de bijdrage aan energiezekerheid en het vergroten van importafhankelijkheid een belangrijke reden om te kiezen voor een verduurzamingsroute die uitgaat van sterke elektrificatie en binnenlandse productie van hernieuwbare waterstof. Sterkere inzet op blauwe waterstof of op import van hernieuwbare waterstofdragers vergroot de import-afhankelijkheid.
BUDGETTAIRE GEVOLGEN	Dit zou in meer detail moeten worden onderzocht.
RELATIE TUSSEN BELEIDSOPTIES	Beleidsoptie 3.14 Andere systeemkeuzes maken - minder wind- en meer kernenergie, 3.15 Andere systeemkeuzes maken - minder stroom en meer waterstof en 3.16 Breder benutten van net op zee maken deel uit van het cluster systeeminterventies uit het NBNL/BCG onderzoek.

[64] *Deloitte (2024) Samenvattend adviesrapport ten behoeve van het Energie-Infrastructuur Plan Noordzee 2050.*

Beleidsoptie 3.16 Breder benutten van net op zee

OMSCHRIJVING	We gaan de benuttingsgraad van het bestaande en toekomstige net op zee verhogen, zodat deze kostbare infrastructuur doelmatiger kan worden gebruikt. Een hogere benuttingsgraad draagt bij aan een hoger rendement van de gedane investeringen, zowel op financieel als op maatschappelijk vlak. Aan deze doelstelling kan op meerdere wijzen invulling worden gegeven, waarbij in dit fiche wordt ingezet op drie hoofdsporen, welke zowel individueel als gezamenlijk de beoogde verhoging van de benuttingsgraad kunnen bewerkstelligen: 1. het stimuleren en realiseren van additionele capaciteit aan wind op zee (overplanting) en complementaire elektriciteitsopwekking via zon op zee; 2. het stimuleren en realiseren van flexibele opslagcapaciteit, door zowel lange termijn opslag (waterdruk opslag, perslucht opslag en/of omzetting naar waterstof) als korte termijn opslag (batterijen); 3. het realiseren van hybride interconnectoren.
RATIONALE	De benuttingsgraad van het net op zee ligt momenteel lager dan doelmatig is. Het net op zee is aanvankelijk ontworpen om de maximale nominale opwekcapaciteit van het aangesloten windpark te kunnen faciliteren. Een windpark produceert over de tijd genomen slechts in beperkte mate op het maximaal nominale vermogen, een windpark op zee kent gemiddeld ca 4500 vollasturen. Vanwege zogenaamde ZOG-effecten (zee-oppervlakte-golven; hebben effect op de sterkte van de wind) kan dit aantal uren in de toekomst dalen. Voor een deel van de tijd wordt het net op zee dus onderbenut. Met name hybride interconnectoren zijn in dit kader interessant, omdat de bestaande infrastructuur ten tijden van beperkte wind kan worden benut voor de import van elektriciteit en daarmee kan bijdragen aan het borgen van de leveringszekerheid, verbeterde integratie van hernieuwbare bronnen en stabielere prijzen. Een hogere benutting van het net op zee leidt tot een betere spreiding en doelmatige besteding van de (maatschappelijke) kosten voor het net op zee, door het creëren van een hoger rendement van de reeds gedane en toekomstige investeringen per getransporteerde MWh. Indien een hogere benutting van het net op zee kan worden bewerkstelligd, is het waarschijnlijk dat minder investeringen nodig zijn in nieuwe windparken en aanlandingen. daarmee op de lange termijn mogelijkerwijs in beperkte mate de noodzaak voor aanwijzing en ontwikkeling van nieuwe windenergiegebieden of bijbehorende aanlandingen verminderen. Hiermee kunnen op de langere termijn de toekomstige investeringen gerelateerd aan de uitbreiding van het net op zee mogelijk ook in beperkte mate worden verminderd. Het is goed denkbaar dat ook bij betere benutting van het net op zee het maximaliseren van elektrische ontsluiting vanuit systeemperspectief optimaal blijft. In dit geval leidt deze maatregel in ieder geval tot hogere maatschappelijke baten bij dezelfde investering. Deze maatregel zet via de drie eerder genoemde sporen in op zowel het verhogen van het aanbod van offshore hernieuwbare elektriciteit met een breder opwekprofiel, als op het verkleinen van de mismatch tussen tijd van opwek en tijd van afname.

1. Het stimuleren en realiseren van grootschalige uitrol van zon op zee binnen windparken resulteert in een hoger en constanter leveringsprofiel, vanwege het aan wind op zee complementaire opwekprofiel. Naar verwachting kan zon op zee binnen windparken op 1:1 capaciteitsverhouding worden aangesloten. Hiermee kan zowel de benuttingsgraad van het net op zee met ongeveer 5% tot 10% worden verhoogd, alsmede de variabiliteit van de gecombineerde opwek met ongeveer 60% worden verlaagd.
2. Het stimuleren en realiseren van grootschalige opslagcapaciteit, dan wel direct via opslag van elektriciteit, dan wel indirect via omzetting naar waterstof, resulteert in een significante reductie van de mismatch tussen moment van opwek en het moment van afname. Surplus aan opwekte elektriciteit kan worden omgezet of kan worden opgeslagen voor latere terug voeding op momenten van hogere afname.
3. Het realiseren van hybride interconnectoren tussen het Nederlandse net op zee en het hoogspanningsnet van omliggende landen kan ervoor zorgen dat op momenten van lage opwek, de vraag naar elektriciteit gedeeltelijk kan worden ingevuld met import. Anderzijds kan op momenten van te hoge opwek het overschot via een interconnector worden geëxporteerd naar omliggende landen, in plaats van curtailment (het afknijpen van aanbod). Dit verhoogt de benuttingsgraad van het net op zee en levert een bijdrage aan de borging van de leveringszekerheid van het elektriciteitssysteem in Nederland.

Een bredere benutting van het net op zee zorgt ervoor dat tegenover de kosten voor aanleg en onderhoud van het net op zee een hoger maatschappelijk rendement staat. Niet alleen de kosten maar ook de beperkingen in ruimte kunnen op termijn een uitdaging vormen voor het realiseren van meer elektrische aanlandingen. Om dit probleem te verzachten helpt het om de aanlandingen die worden gerealiseerd met een zo hoog mogelijke benuttingsgraad te gebruiken. Er wordt immers meer hernieuwbare elektriciteit opgewekt binnen windgebieden, met een minder variabel opwekprofiel, die over dezelfde infrastructuur getransporteerd kan worden.

Grootschalige opslagcapaciteit grote maatschappelijke waarde omdat het bijdraagt aan een stabieler en betrouwbaarder elektriciteitssysteem en tegelijkertijd de systeemkosten verlaagt doordat er mogelijk minder regelbaar vermogen nodig is in de vorm van gascentrales. Tegelijkertijd wordt de mismatch tussen het moment van opwek en afname sterk verkleind door de ingebouwde opslagcapaciteit en de handel van elektriciteit met omliggende landen middels interconnectoren. Dit verbetert ook direct de integratie van hernieuwbare offshore energiebronnen.

Daarnaast, leveren (hybride) interconnectoren ook congestie-inkomsten op met veilinginkomsten van de transportcapaciteit op een interconnector. Deze inkomsten kan TenneT inzetten om de nettarieven te verlagen. Bovenstaande punten werken direct door in de betaalbaarheid, betrouwbaarheid en verduurzaming van het net op zee.

EFFECTEN	Deze maatregel is doeltreffend omdat de investeringen die gedaan worden voor aanleg en onderhoud van net op zee infrastructuur een bredere inzet krijgen. Een hogere 'return on investment' doordat er meer elektriciteit getransporteerd met de flexibiliteit om vraag en aanbod doeltreffend op elkaar af te kunnen stemmen. Daarnaast is deze maatregel doeltreffend in het potentieel reduceren van toekomstige investeringen voor uitbreiding van net op zee infrastructuur na 2040. Indien er meer elektriciteit opgewekt kan worden binnen windparken, dan wel de mismatch tussen opwek en afname beter gebalanceerd kunnen worden en dit over bestaand net op zee infrastructuur getransporteerd kan worden, dan kan dit de behoefte aan de realisatie van nieuwe windparken en daaraan gerelateerde nieuwe infrastructuur in beperkte mate verminderen. Als er geen langetermijnopslag (LDES) capaciteit beschikbaar komt, stijgen de totale systeemkosten in Noordwest-Europa naar verwachting met ongeveer 4%, omdat het invullen van de flexibiliteitsbehoefte met andere technieken duurder is. Marktprikkels zijn op dit moment niet toereikend om de benodigde investeringen rendabel te maken, vooral omdat veel van de baten zich op systeemniveau voordoen en niet direct ten goede komen aan individuele investeerders. Dat maakt deze maatregelen doeltreffend om de maatschappelijke voordelen van LDES-technologieën te realiseren en effectief te benutten. De uitbreiding van interconnectiecapaciteit levert tevens een bijdrage aan het borgen van de leveringszekerheid. Aangezien elektriciteit bij een mogelijk tekort kan worden geïmporteerd uit buurlanden (mits beschikbaar). Dit kan de noodzaak tot het nemen van alternatieve maatregelen beperken. De mate waarin deze maatregel doelmatig is gaat sterk afhangen van de uiteindelijke maatschappelijke kosten voor het realiseren van zon op zee en/of opslag op zee. Het zou kunnen dat de meerkosten lager zijn dan de besparingen maar dit kan ook andersom uitvallen. Toepassing van zon op zee evenals opslag op zee zijn nog erg innovatief en de meerkosten van grootschalige toepassing daarvan zullen dus nog moeten blijken. Bij interconnectoren is de onzekerheid over de kostenimpact kleiner en kan deze van tevoren met wat meer zekerheid worden ingeschat. Het grootschalig toepassen van zon op zee en/of opslag op zee kan op langere termijn een sterk positief effect hebben op de duurzaamheid en betaalbaarheid van het elektriciteitssysteem. Enerzijds door bredere spreiding van de (maatschappelijke) kosten per getransporteerde MWh en verlaging van systeemkosten, anderzijds door hogere opbrengsten vanuit gebruikstarieven omdat er meer en vaker elektriciteit getransporteerd met een hogere marktwaarde. Dit hangt uiteraard af van de meerkosten voor grootschalige toepassing. De ontwikkeling van hybride interconnectoren en opslagcapaciteit draagt ook bij aan de betrouwbaarheid en leveringszekerheid van het elektriciteitssysteem. Door de beschikbare transportcapaciteit beter uit te nutten, enerzijds middels een hoger aanbod van hernieuwbare (of CO2-vrije) elektriciteit en anderzijds via een consistenter leveringsprofiel en faciliteren van import/export, kan een positief effect bereikt worden op de afstemming tussen vraag naar en het aanbod van hernieuwbare elektriciteit en de inpassing van het offshore aanbod in het onshore elektriciteitssysteem.

Voor partijen met belangen aan aanbodzijde (ie. netbeheerder(s) energieproducenten, windparkvergunninghouders, techniek ontwikkelaars) creëert deze maatregel mogelijkheden om op langere termijn publieke en private investeringen te spreiden over een hogere en constantere elektriciteitsproductie, en daarmee hogere opbrengsten van het windpark, indien deze hogere opbrengsten opwegen tegen de meerkosten. Op korte termijn zijn voor zowel zon op zee als opslag op zee hoge investeringen nodig om de technieken tot commercieel schaalbaar niveau te ontwikkelen. Afhankelijk van de kostprijsontwikkeling kunnen er op langere termijn mogelijkheden ontstaan voor optimalisering van de business case voor windpark ontwikkelaars.

Voor partijen met belangen aan de vraagzijde (ie. nationale grootgebruikers) resulteert deze maatregel een constanter en hoger leveringsprofiel middels zon op zee, afgestemd op het moment van vraag middels flexibele opslagcapaciteit en interconnectie. Dat kan een positief effect hebben op de mogelijkheden tot verduurzaming via elektrificatie, omdat het aanbodprofiel dan beter aansluit op het vraagprofiel wat in het geval van energie-intensieve industrieën vaak continue vraag betreft. Mogelijk kan deze maatregel ook resulteren in een lagere en constantere prijs van elektriciteit voor de afnemers. Daarnaast levert de ontwikkeling van (hybride) interconnectoren met omliggende landen doorgaans maatschappelijke baten in de vorm van consumenten-, producentsurplus en congestie-inkomsten op. Ook kunnen interconnectoren bijdragen aan een gemiddeld lagere en stabielere elektriciteitsprijs en zullen door TenneT opgehaalde congestie-inkomsten worden ingezet om de nettarieven te reduceren.

Deze maatregel richt zich voornamelijk op aanpassingen in de aanbodzijde. Hogere opwek van hernieuwbare elektriciteit met de mogelijkheid om het surplus op te slaan of om te zetten naar andere dragers. Met interconnectoren kan een surplus of tekort op het net op zee ook worden gebalanceerd met internationale vraag en aanbod. Maar wanneer de daadwerkelijk gerealiseerde vraag naar hernieuwbare elektriciteit niet aantrekt, kan een hoger lokaal aanbod van elektriciteit in de omgeving van de offshore aanlanding problematisch zijn voor het tegengaan van (lokale) netcongestie. Dit effect geldt echter in het algemeen voor alle aanbod-verhogende maatregelen.

Specifiek voor zon op zee geldt bijvoorbeeld dat de opwek samenvalt met de opwek van zon op land. Momenteel zijn er tijdstippen waarop er een (lokaal) overschot in het aanbod van zon-PV elektriciteit ontstaat, wat resulteert in (lokale) afschakeling en/of een negatieve elektriciteitsprijs. Het sterk verhogen van het (lokale) aanbod van PV-elektriciteit door toevoeging van zon op zee kan deze effecten versterken nabij de aanlanding, indien hier geen passende (lokale) vraag tegenover staat. Dit probleem zou op termijn vermeden kunnen worden door grootschalige uitrol van PV deels van land naar zee te verplaatsen, waardoor er netto geen additionele groei van PV aanbod in het systeem komt.

Het creëren van grootschalige opslagcapaciteit op zee lijkt sterk op de lopende stimulatie regelingen voor opslagcapaciteit in combinatie met zon op land. Eenzelfde rationale geldt ook voor de combinatie van zon op zee met opslag op zee. Daarbij draagt opslag op zee ook bij om de variabiliteit van wind op zee verder te mitigeren binnen windparken zonder additionele kosten voor elektrische infrastructuur.

	De ontwikkeling van (hybride) interconnectoren vergroot de integratie van de Nederlandse elektriciteitsmarkt in het Noordwest Europese systeem. Dit levert in de eerste plaats flexibiliteit op en zorgt voor een betere benutting van (bestaande) aanbod van elektriciteit. Dit kan ervoor zorgen dat minder energie opwek ontwikkeld wordt in Nederland, wat gepaard gaat met een kostenbesparing, maar ook de afhankelijkheid van de import van elektriciteit voor het borgen van de leveringszekerheid kan vergroten. In algemene zin is het van belang om bij de ontwikkeling van interconnectoren een goede weging te maken tussen de diverse kosten en baten, waarbij de voorkeur doorgaans zal uitgaan naar landen met een aan Nederland complementair elektriciteitssysteem. Daarom is het van belang om de drie genoemde sporen in balans met elkaar en met oog op ontwikkelingen van het landelijke en internationale net, en het aanbod van elektriciteit in de regio uit te voeren.
RAND-VOORWAARDEN	*Ruimtelijke ordening/energieplanologie* Zoals eerder benoemd kan deze maatregel potentieel bijdragen aan het verminderen van het ruimtebeslag van toekomstige net op zee infrastructuur. Indien meer elektriciteit binnen bestaande windgebieden kan worden opwekt en flexibel kan worden ingevoerd op momenten van hogere vraag, kan daarmee op de lange termijn mogelijkerwijs in beperkte mate de noodzaak voor nieuwe windgebieden en daarmee nieuwe aanlandingen van net op zee infrastructuur kleiner worden. Voor additionele opwek zoals zon op zee projecten geldt dat deze binnen bestaande windparken gerealiseerd dienen te worden, om zo de eerder genoemde baten rondom het efficiënter gebruiken van bestaande infrastructuur te kunnen behalen. Hetzelfde geldt ook voor toevoeging van opslagcapaciteit. Dit betekent dat er voor toevoeging van zon op zee en/of opslagcapaciteit er dus geen additionele ruimtevraag is buiten de aangewezen windgebieden. Binnen deze windgebieden en windparken is vooralsnog veel ruimte beschikbaar tussen de windturbines. Dit heeft echter wel als gevolg dat er minder ruimte beschikbaar zal zijn binnen het windpark voor andere vormen van medegebruik, zoals bijvoorbeeld doorvaart, aquacultuur of passieve visserij. Daarentegen is het ruimtebeslag naar verwachting dus zeer klein ten op zichtte van de totaal beschikbare ruimte binnen een windpark, waarmee voldoende ruimte beschikbaar blijft voor andere potentiële gebruikers. Doordat hybride interconnectoren worden aangesloten op het al bestaande net op zee, is slechts een relatief beperkte ruimte nodig om deze te ontwikkelen (ten opzichte van het alternatief van reguliere interconnectoren welke een eigen aanlanding nodig heeft). Om de ruimtelijke impact te beperken is het van belang om de geografische ligging en/inrichting van toekomstige windparken op zee af te stemmen op de gewenste hybride verbinding (waarmee de afstand tot het beoogde buurland wordt geminimaliseerd). Voor integratie van het net op zee met eventuele waterstofproductie, zodat hiermee ook gebalanceerd kan worden, geldt dit potentieel kan resulteren in een hoger ruimtebeslag en additionele infrastructuur, wellicht ook buiten de huidige windgebieden. Naast elektrische infrastructuur is er hierbij ook realisatie van additionele gas infrastructuur nodig.

De ruimtelijke inpassing dient dus gedegen te worden afgestemd met medeoverheden en overige gebruikers van de ruimte binnen een windgebied. Hiertoe zijn wellicht nieuwe afspraken met medeoverheden en/of bestemming procedures noodzakelijk om de benodigde inzet tijdig te kunnen realiseren.

Betrokken partijen en draagvlak
Voor inpassing van nieuwe infrastructuur en opwek- en opslag systemen binnen en buiten windgebieden is onderlinge afstemming nodig tussen departementen (I&W, LVVN, VRO) en provincies en/of gemeenten nabij aanlandingen, verantwoordelijk voor de inpassing van aanbod gedreven afnemers.

Gezien de noodzakelijk aanpassingen en inpassing van additionele opwek- en opslagcapaciteit en het realiseren van internconnectoren is TenneT als beheerder van het net op zee een belangrijke stakeholder in het realiseren en uitvoeren van deze maatregel.

Hybride interconnectoren worden ontwikkeld als onderdeel van het TenneT net op zee. TenneT heeft via het ontwikkelkader opdracht bij alle gelijkstroomplatformen rekening te houden met extra ruimte voor een additionele (hybride) verbinding. Daadwerkelijke ontwikkeling hiervan wordt op dit moment onderzocht en mogelijk op korte termijn in het ontwikkelkader opgenomen. In de nabije toekomst zal vanwege de rol van ACM ten aanzien van het ontwikkelkader getoetst worden of de investering door TenneT doelmatig worden geacht. Daarnaast heeft FIN als aandeelhouder van TenneT een rol bij het beoordelen van de financiering en dient het ontwikkelkader goed te worden gekeurd in de Ministerraad.

Een andere belangrijke groep stakeholders zijn de wind op zee exploitanten en ontwikkelaars voor respectievelijk bestaande en toekomstige windparken. Gezien huidige bepalingen in de nieuwe Energiewet en in het huidige ontwikkelkader voor wind op zee, dient additionele opwek- en opslagcapaciteit te worden ontsloten op het net op zee via de windpark vergunninghouder. Het is dus van belang dat deze partijen het initiatief kunnen en willen nemen om additionele opwek- en opslagcapaciteit te ontwikkelen en in te passen in hun business case.

Alternatieve opwek technologieën zoals zon op zee en opslagtechnologieën zoals batterijen en perslucht (ie. 'compressed air energy storage) zijn veelal innovatief en nog volop in ontwikkeling. Dergelijke technologieën zijn op korte termijn nog niet commercieel schaalbaar en hebben nog geen sluitende business case. De techniek ontwikkelaars dienen dus nauw betrokken en ondersteunt te worden bij het bepalen van gepaste beleidsinzet op deze technologieën om deze versneld te kunnen ontwikkelen.

Voor de integratie van waterstof op zee, ten behoeve van flexibele omzetting, geldt dat het ontwikkelkader voor wind op zee nu de mogelijkheid biedt tot het aansluiten van waterstof elektrolyse op het offshore conversieplatform middels de voorziene klantaansluitingen.

Regulering
Het inpassen van additionele opwek- en opslag technologieën binnen windparken op zee is juridisch momenteel al mogelijk via bestaande vergunningsprocedures (Omgevingswet). Echter gezien de inpassing plaatsvindt binnen bestaande en toekomstige windparken, eventueel door

	deelgebruik van reeds bestaande infrastructuur van het windpark, kan het gunstiger zijn om vergunningsverlening te kunnen combineren met die van windparken op zee. Momenteel biedt de huidige 'Wet wind op zee' en het ontwikkelkader wind op zee hiertoe geen mogelijkheid. Via de wind op zee vergunningsprocedures kunnen dergelijke technologieën wel worden gestimuleerd, maar dus nog niet worden vergund. Deze afhankelijkheid van meerdere vergunningsprocedures is voor windpark exploitanten en ontwikkelaars een additioneel risico voor de business case aangaande inpassing van alternatieve technologieën binnen bestaande en toekomstige windparken. Een aanpassing van deze juridische afhankelijkheid kan bijdragen aan een versnelde realisatie van deze maatregel. In de Energiewet is reeds een bepaling opgenomen welke TenneT de mogelijkheid geeft om hybride interconnectoren te ontwikkelen, oftewel interconnectoren aan te sluiten op het net op zee. Daarnaast beïnvloed de ontwikkeling van hybride interconnectoren de marktregels voor aangesloten windparken. Dit is al mogelijk binnen de Europese wet- en regelgeving, maar deze kan zich daar wel beter op aanpassen. *Uitvoering* Verwacht wordt dat er voldoende uitvoeringscapaciteit beschikbaar is bij (mede)overheden om de beleidsinzet vanuit deze maatregelen op te pakken. Wellicht dat her-prioritering en/of her-besteding van middelen hierbij wel noodzakelijk is. Gezien TenneT als netbeheerder een belangrijke rol heeft voor realisatie en onderhoud van bestaande en nieuwe net op zee infrastructuur, zal met name voor nieuwe interconnectoren en additionele capaciteit, zowel in personeel, materieel en financiële middelen, worden gevraagd van deze uitvoerder. Voor (hybride) interconnectoren geldt dat TenneT (in de Energiewet) al is aangewezen als eigenaar, ontwikkelaar en beheerder van (hybride) interconnectoren. Zoals eerder benoemd zijn alternatieve opwek- en opslag technologieën zoals zon op zee, batterijen en CAES nog volop in ontwikkeling. De technologieën zullen zich nog moeten bewijzen, moeten opschalen en een kostenreductie laten zien voordat het als schaalbare en betaalbare opties toegevoegd kunnen worden aan het beleidsinstrumentarium. Naar huidige inschatting kunnen deze technieken, eventueel ondersteund door aanvullende beleid, rond 2035 schaalbaar beschikbaar worden. Hiertoe zijn op de korte termijn hoge kapitaalinvesteringen nodig voor doorontwikkeling tot volwaardige technologieën. Om de kostprijs €/MWh op de langere termijn structureel te verlagen is schaalvergroting noodzakelijk. Onzekerheid omtrent de toekomstige kostprijsontwikkeling voor deze technologieën maken het vooralsnog moeilijk om met zekerheid te stellen of deze maatregel over de langere termijn op systeemniveau daadwerkelijk tot kostenbesparing kan leiden.
BUDGETTAIRE GEVOLGEN	*Maatregel gericht op infrastructuurinvesteringen* Gezien alternatieve opwek- en opslag technologieën gebruik maken van bestaande infrastructuur, en capaciteiten hierop aangepast worden, zijn er naar verwachting geen significante kosten te verwachten voor aanpassing van

bestaande, dan wel realisatie, van nieuwe net op zee infrastructuur. Eventuele kosten voor het voorbereiden van nieuwe net op zee infrastructuur op een potentiële toekomstige aansluitingen vanuit het windpark zijn naar verwachting beperkt, indien deze tijdig kunnen worden meegenomen in de ontwerp en realisatiefase.

Zoals eerder benoemd is de ontwikkeling van alternatieve opwek- en opslag technologieën in volle gang. Hiertoe zijn op korte termijn hoge kapitaalinvesteringen noodzakelijk, zonder dat hier momenteel een sluitende business case tegenover staat. Ontwikkelaars en investeerders kunnen zich zonder zicht op een terugverdienmodel niet committeren aan de benodigde investeringen voor ontwikkeling en opschaling van deze technologieën. Er bestaat voor deze technologieën dus op de korte tot middellange termijn een subsidiebehoefte. De hoogte van deze subsidiebehoefte is verbonden aan de ontwikkelsnelheid en beoogde schaalvergroting.

Voor zon op zee wordt deze subsidiebehoefte door TNO momenteel ingeschat op ongeveer 800 mln tot 1300 mln euro, cumulatief tot aan 2035 door het afdekken van de onrendabele top, voordat er voor deze technologie door middel van structurele verlaging van de 'levelised cost of energy' (i.e. LCOE) op termijn een sluitende business case kan ontstaan. Voor opslagcapaciteit op zee wordt deze subsidiebehoefte momenteel gelijk gesteld aan die van opslag op land (i.e. LDES). Huidige inschatting is ongeveer 200 mln euro tot aan 2035.

De kosten van nieuwe (hybride) interconnectoren zijn sterk afhankelijk van de grensoverschrijdende verbinding en overige infrastructuur die dient te worden gerealiseerd. Daarbij zijn de kosten die gepaard gaan met de ontsluiting van hybride interconnectoren significant lager dan voor reguliere interconnectoren. Tevens leveren interconnectoren directe baten op voor TenneT in de vorm van congestie-inkomsten, die kunnen leiden tot een verlaging van de nettarieven. Deze baten zijn afhankelijk van de elektriciteitsprijzen in de landen/zones die met elkaar worden verbonden. Tot slot kunnen afspraken worden gemaakt rondom kostendeling tussen lidstaten/landen bijvoorbeeld naar rato van de verwachte verdeling van de baten, waarmee de investering gevraagd van TenneT mogelijk beperkt is.

Eventuele kosten voor inpassing van alternatieve opwek- en opslag technologieën zullen naar verwachting door ontwikkelaars worden gedragen als onderdeel van de business case voor exploitatie, op korte termijn met een subsidiebehoefte. Meerkosten vanuit TenneT voor aanpassing aan bestaande infrastructuur voor inpassing zullen gedekt worden vanuit overheidsgelden. Potentieel kunnen deze kosten via transport overeenkomsten en/of nettarieven (deels) worden belegd bij gebruikers van het net op zee. Dit zal dan wel door gebruikers worden gedisconteerd in hun business case, met mogelijk alsnog hogere kosten voor afnemers en daarmee consumenten.

De (investerings)kosten voor de ontwikkeling van (hybride) interconnectoren komen terecht in de nettarieven. Daartegenover staat ook dat de congestie-inkomsten door TenneT verkregen vanwege de realisatie van de interconnector worden ingezet om de nettarieven te verlagen.

Betreffende de subsidiebehoefte van alternatieve opwek- en opslagcapaciteit, kan dit naast een benodigde private investeringsimpuls deels worden gedekt uit bestaande innovatie regelingen zoals bijvoorbeeld de MOOI, de DEI+ en de

SDE++. Daarnaast zal er specifiek voor schaalvergroting van zon op zee, gezien de huidige inschatting van de subsidiebehoefte, potentieel aanvullende middelen beschikbaar gemaakt moeten worden voor versnelling van het ontwikkeltraject. Voor opslag op zee betreft het een maatregel om de onrendabele top van de investering te subsidiëren. De gerealiseerde opslagcapaciteit kan na de subsidieperiode vrij worden ingezet door exploitant. TenneT gaat over de financiering van interconnectoren. Deze kunnen bijvoorbeeld worden gefinancierd door middel van een lening.

De budgettaire gevolgen zijn zeer afhankelijk van zowel de gekozen beleidsinzet en regelingen als externe factoren. Voor zowel zon op zee als opslag op zee zal met name de politieke draagkracht een externe factor zijn welke impact kan hebben op toewijzen van beleidsinzet. In het geval er gekozen wordt voor bijvoorbeeld een lening aan TenneT voor realisatie van interconnecteren, dan kunnen terugbetalingen en rentestanden een externe factor zijn. Voor alle drie de sporen geldt ook dat de vraagontwikkeling een sterke aanjager is voor de beleidsinzet. Indien vraag achterblijft, kunnen gedane investeringen zonder nut blijven. Echter indien vraag sterk toeneemt, voorbij de geplande opwek- en opslagcapaciteit, dan wordt het er lastig om dit tijdig te mitigeren, met hogere systeemkosten tot gevolg.

Deze maatregel richt zich op het verhogen van de hoeveelheid getransporteerde elektriciteit, op momenten waarop deze elektriciteit potentieel een hogere marktwaarde heeft. Dit kan doorwerken in verhoogde ontvangsten voor de netbeheerder vanuit transportovereenkomsten en/of nettarieven.

(Hybride) interconnectoren leveren diverse baten op, waaronder consumenten- en producentensurplus en congestie-inkomsten. Daarnaast draagt het bij aan de integratie van hernieuwbare/CO2-vrije bronnen en versterkt het de leveringszekerheid. De congestie-inkomsten betreffen baten die direct naar TenneT toevloeien.

IN MLN.	2026	2027	2028	2029	2030	STRUC	CUM
Breder benutten NoZ		62,5	62,5	62,5	62,5	Nee	1500

RELATIE TUSSEN BELEIDSOPTIES	Beleidsoptie 3.14 Andere systeemkeuzes maken - minder wind- en meer kernenergie, 3.15 Andere systeemkeuzes maken - minder stroom en meer waterstof en 3.16 Breder benutten van net op zee maken deel uit van het cluster systeeminterventies uit het NBNL/BCG onderzoek.

Beleidsoptie 4.1 inzetten op EU harmonisatie methodologie nettarieven

OMSCHRIJVING	Voortzetting van de (bestaande) inzet van Nederland binnen de EU en in gesprekken met buurlanden op een gelijker speelveld en verdere harmonisatie van de methodologie van de nettarieven. Hierbij ligt de nadruk op de nettarieven voor elektrolyse, batterijopslag en de industrie. De inzet van Nederland is met name erop gericht om de EU Commissie en/of het EU agentschap voor samenwerking tussen toezichthouders (ACER) om sturing (guidance) te vragen voor nationale regulerende instanties bij het vaststellen van de methodologie van de nettarieven. Dit om de verschillen in de methodiek voor nettarieven tussen lidstaten te verkleinen.
RATIONALE	• Een sterkere harmonisatie van de methodologie van de nettarieven zou moeten leiden tot een hogere mate van afstemming over de aard en voorwaarden van vrijstellingen. Dit betekent niet dat alle tarieven gelijk zullen zijn. De hoogte van de nettarieven is daarnaast ook afhankelijk van de kosten die netbeheerders in rekening mogen brengen. • Er zijn eerder twee non-papers opgesteld waarin Nederland hiervoor pleit, die met de Europese Commissie en breder zijn gedeeld (Verslag Energieraad 4 maart 2024, Kamerstuk 21501-33, nr. 1060). Op initiatief van Nederland is in de recent vastgestelde Raadsconclusies over duurzame elektriciteitsnetten een oproep aan de Europese Commissie opgenomen om een reflectie op gang brengen over het kader voor nettarieven (Verslag Energieraad 30 mei 2024, Kamerstuk 21501-33, nr. 1075). • Op basis van Europese regelgeving hebben de regulerende instanties de exclusieve taak om onafhankelijk de tariefstructuren en de hoogte van de nettarieven vast te stellen. De Europese regelgeving geeft ook een kader mee aan de regulerende instanties. Belangrijke randvoorwaarden waaraan zij moeten voldoen zijn dat de tarieven kostenreflectief en transparant zijn, systeemefficiëntie bevorderen en non-discriminerend worden toegepast. Binnen het Europese kader dienen de regulerende instanties verschillende uitgangspunten tegen elkaar af te wegen bij keuzes over de verdeling van de netkosten over netgebruikers. • Voor veel bedrijven is een belangrijk aandachtspunt dat de nettarieven in Nederland vergelijkbaar zijn met die van bedrijven in het buitenland met het oog op de concurrentiepositie. Sommige buurlanden hebben kortingen of vrijstellingen op de nettarieven voor (industriële) grootverbruikers, batterijopslag en elektrolyse. De ACM heeft per 1 januari 2024 de volumecorrectieregeling voor grootverbruikers juist afgeschaft omdat deze kortingsregeling volgens de ACM niet gerechtvaardigd is en in strijd is met Europese regelgeving. De verschillen in kortingsregelingen zorgen voor verschillen in de kosten voor bedrijven tussen lidstaten en zorgen ook voor een nadelige uitgangspositie voor de ontwikkeling van elektrolyse in Nederland. • Nettarieven zijn een groeiende component van de elektriciteitsprijs. Verschillende keuzes in methodiek voor de nettarieven tussen landen kunnen het gelijke speelveld verstoren. Grote verschillen in nettarievenstructuren tussen lidstaten bestaan met name ten aanzien van elektrolysers en elektriciteitsopslag, en de energie-intensieve industrie.

	• NB: Recent heeft ook Mario Draghi in zijn rapport over de toekomst van het Europees concurrentievermogen van 9 september jl. opgeroepen om met richtsnoeren te komen ter harmonisatie van de methodologie van netwerktarieven omdat verschillen in nationale tariefstructuren de concurrentiepositie van industrieën en nieuwe technologieën, zoals batterijen en elektrolysers, nadelig beïnvloeden.
EFFECTEN	• Sommige buurlanden hebben kortingen of vrijstellingen op de nettarieven voor (industriële) grootverbruikers, batterijopslag en elektrolyse. Deze kortingsregelingen zorgen voor verschillen in de kosten voor bedrijven en kunnen invloed hebben op investeringsbeslissingen, o.a. m.b.t. elektrificatie. De verschillen in nettarieven zorgen op dit moment voor een nadelige uitgangspositie voor de ontwikkeling van elektrolyse en batterijopslag in Nederland. • Een sterkere harmonisatie moet leiden tot een verbetering van het level-playing field tussen lidstaten. Een sterkere harmonisatie van de nettariefmethodiek tussen lidstaten kan leiden tot andere verdeling van kosten tussen verschillende gebruikersgroepen in Nederland en andere EU-landen. Eventuele kortingen voor de ene gebruiker gaan ten koste van hogere netkosten voor andere gebruikers en andersom. • Het is onduidelijk of evt. en wanneer de Europese Commissie of ACER met een mogelijke guidance komen voor sterkere harmonisatie van de nettariefmethodiek.
RAND-VOORWAARDEN	*Betrokken partijen en draagvlak* Het vaststellen van de tariefstructuur is de exclusieve taak van de toezichthouders (in Nederland de ACM). Door EU-regelgeving is het niet mogelijk voor de wetgevers in de lidstaten om hier zelf op te sturen. *Regulering* De Europese regelgeving geeft ook een kader mee aan de toezichthouders. Belangrijke randvoorwaarden waaraan de toezichthouders moet voldoen is dat de tarieven kostenreflectief en transparant zijn, systeemefficiëntie bevorderen en non-discriminerend worden toegepast. Binnen deze randvoorwaarden maken toezichthouders verschillende keuzes over de verdeling van de netkosten over netgebruikers, waardoor verschillen in nettarievenstructuren ontstaan. Daarnaast lijkt het er ook op dat in sommige lidstaten de Europese bevoegdheidsafbakening tussen lidstaten en toezichthouders niet strikt gevolgd wordt. Ook dit draagt bij aan groeiende verschillen in nettarievenstructuren tussen lidstaten. *Uitvoering* Capaciteit nodig voor evt. implementatie van gewenste guidance door ACM en netbeheerders.
BUDGETTAIRE GEVOLGEN	De uitvoering van deze beleidsoptie brengt geen directe kosten met zich mee.
RELATIE TUSSEN BELEIDSOPTIES	Beleidsoptie 4.1 en 4.2 horen bij hoofdstuk 4 van het rapport: Regulering en toezicht in beweging.

Beleidsoptie 4.2 Veilen transportcapaciteit

Deze optie biedt geen direct handelingsperspectief voor de Rijksoverheid, omdat ACM als toezichthouder gaat over de methoden en voorwaarden voor aansluiting op en toegang tot het net. De beleidsoptie betekent dan ook de facto dat het kabinet met de ACM in gesprek gaat om de mogelijkheid voor het veilen van transportcapaciteit te onderzoeken.

OMSCHRIJVING	Met het maatschappelijke prioriteringskader is een kader opgesteld voor prioritering van transportcapaciteit. Voor activiteiten buiten het maatschappelijke prioriteringskader geldt nu het principe *first come, first served*. Deze maatregel beoogt om de beschikbare transportcapaciteit, die ná toepassing van het maatschappelijk prioriteringskader vrijkomt, te alloceren op basis van een veilingsmechanisme en toe te kennen aan de hoogste bieder.
RATIONALE	• In de Nederlandse markteconomie is het gebruikelijk schaarse capaciteit via het prijsmechanisme economisch optimaal te verdelen. Voor zaken als arbeid, energie, ruimte geldt dat het bedrijven met een hogere productiviteit meer kunnen betalen en daarmee verkrijgen zijn het gebruik van deze economische hulpbronnen. Bij transportcapaciteit wordt echter tot nu toe een ander verdelingsmechanisme gehanteerd. • Er bestaan momenteel wachtrijen voor het verkrijgen van transportcapaciteit op het elektriciteitsnet. Hierdoor ontstaan maatschappelijke kosten. Om te zorgen dat maatschappelijke functies niet worden benadeeld door lange wachtlijsten hanteert de ACM daarom al een prioriteringskader. Het prioriteringskader kent drie categorieën: i) congestieverzachters, ii) veiligheid en iii) basisbehoeften. Vanaf 1 oktober geldt een verplichting voor netbeheerders in congestiegebieden om het maatschappelijk prioriteringskader toe te passen. Dit blijft in dit voorstel bestaan. De resterende transportcapaciteit waarvoor geen maatschappelijke prioriteit geldt wordt nu verdeeld middels een first come, first served-principe. • Dit fiche stelt voor om de beschikbare transportcapaciteit voor bedrijven en instellingen die buiten het prioriteringskader vallen te verdelen door middel van het organiseren van een veiling.[65] Het veilen van de overige transportcapaciteit waarborgt dat activiteiten met de hoogst mogelijke economische waarde eerder worden aangesloten. Dit bevordert de efficiënte allocatie van productiefactoren binnen de economie. Het past bij de wens om het verdienvermogen van Nederland te versterken. Opbrengsten van de veiling kunnen worden teruggesluisd naar alle netgebruikers via een Rijksbijdrage aan de netbeheerders (zie daarvoor beleidsoptie 5.1). • Doordat er schaarste bestaat van transportcapaciteit is er maar beperkte ruimte op het elektriciteitsnet. Uit de analyse in het IBO wordt duidelijk dat er de komende jaren sprake is van een maakbaarheidsgat bij netbeheerders, als gevolg van belemmeringen

[65] *Woningbouw valt deels onder het prioriteringskader, dus niet ieder huishouden kan momenteel prioriteit aanvragen. Op dit moment sluiten netbeheerders woningbouw kleinverbruikers in principe echter altijd aan en komen deze aanvragen dus niet op de wachtlijst. Deze maatregel heeft dus beperkt effect op huishoudens. De ACM is voornemens om de positie van huishoudens t.a.v. het prioriteringskader mee te wegen in de volgende evaluatie.*

	in de uitrol (arbeidsmarkt, etc.). Dit leidt vermoedelijk tot blijvende wachtlijsten voor transportcapaciteit de komende jaren. • Voor de bedrijven die buiten het maatschappelijk prioriteringskader vallen, geldt een 'first come, first served' principe op de wachtlijst van transportcapaciteit. Het first come first served principe resulteert in theorie niet in de beste economische uitkomst. Bedrijven met een hoge economische waarde die laat zijn met aanvragen van transportcapaciteit zouden voor lange tijd moeten wachten op een aansluiting, terwijl bedrijven met lage economische waarde die vroeg zijn met aanvragen van transportcapaciteit eerder aangesloten worden. Hierdoor mist de samenleving maatschappelijke baten. • Daarnaast is er sprake van "preventieve" inschrijvingen onder bedrijven, in de zin dat ze anticiperen op schaarste door meerdere aanvragen te doen op verschillende locaties. Het behandelen van deze aanvragen kost tijd en middelen van netbeheerders.[66] • Omdat netcapaciteit schaars is en schaars zal blijven in de toekomst, is het van belang om de vrijgekomen capaciteit zo efficiënt mogelijk in te zetten. • Door deze capaciteit te veilen wordt het toegekend aan het bedrijf met de hoogst economische waarde op dat moment. Dit geldt niet voor bedrijven en instellingen die onder het prioriteringskader vallen, zoals ziekenhuizen. Het veilingsysteem heeft enkel betrekking op de bedrijven en instellingen die buiten het prioriteringskader vallen. Dit levert een positieve bijdrage aan de economie, omdat het de efficiënte allocatie van productiefactoren stimuleert. • De maatregel draagt bij aan de efficiënte en doelmatige inzet van het elektriciteitsnet en het verlagen van de maatschappelijke kosten. Het is van belang om te benoemen dat prioritering niet betekent dat er extra ruimte op de elektriciteitsnetten beschikbaar komt. Wel kan het leiden tot opschoning van wachtlijsten, omdat er geen sprake meer is van 'zombieaanvragen'. Iedereen met enige vorm van economische waarde kan meedoen, Verder draagt de maatregel in beperkte mate bij aan betaalbaarheid, doordat veilinginkomsten die netbeheerders ophalen kunnen worden ingezet om de nettarieven te verlagen.
EFFECTEN	Het economische effect zal zijn dat beoogd aangeslotenen met veel financiële middelen eerder worden aangesloten dan zij met minder financiële middelen. Dit stimuleert de efficiënte allocatie van productiefactoren, omdat wordt geprioriteerd op basis van het prijsmechanisme. Het kan er evenwel toe leiden dat bedrijven die veel economische waarde toevoegen maar minder diepe zakken hebben dan een concurrent (bijv. een start-up ten opzichte van een onderdeel van een geïntegreerd bedrijf dat kapitaalkrachtiger is) achter het net vissen.
RAND-VOORWAARDEN	*ACM-besluit* Voor deze maatregel geldt dat er geen handelingsperspectief voor de Rijksoverheid is. Invulling van de aansluit- en transportvoorwaarden is immers Europeesrechtelijk toegekend aan ACM als een van haar onafhankelijke bevoegdheden. Instructies van de politiek, inclusief de wetgever, aan de toezichthouder over tarieven of andere voorwaarden zijn

[66] *https://fd.nl/bedrijfsleven/1508521/wachtlijsten-stroomnet-staan-vol-met-zombieaanvragen*

	op grond van Europeesrechtelijke kaders en jurisprudentie niet toegestaan. Het kabinet kan enkel met de ACM in gesprek gaan over deze maatregel. *Non-discriminatiebeginsel* Randvoorwaarde voor deze maatregel is een juridische toets of het non-discriminatie beginsel verenigbaar is met de toepassing van veilingen voor verdeling van transportcapaciteit. ACM beoordeelt dit zelfstandig. Dit beginsel is Europees vastgelegd. Het eerdergenoemde maatschappelijk prioriteringskader gaat volgens ACM niet tegen het non-discriminatie beginsel in, omdat de invulling van het kader het maatschappelijke doel wat wordt beoogd met de discriminatie of prioritering rechtvaardigt.[67] De eerste inschatting is dat een veiling niet direct bedrijven uitsluit en enkel een alternatieve manier van prioritering betreft zoals op dit moment al wordt toegepast. Voor verzoeken die niet onder het prioriteitskader vallen, hebben de netbeheerders autonomie in hoe zij aanvragers aansluiten op het net. Zij moeten voldoen aan de vereisten van de Energiewet, maar hoeven niet per definitie first come, first serve te volgen. Zij kunnen zelf overgaan tot het veilen van extra ruimte buiten het prioriteitskader, mits dit non-discriminatoir is. Dit vergt wel dat netbeheerders voldoende zekerheid hebben dat een eventueel door hen georganiseerde veiling voldoet aan de vereisten die daarvoor gelden. Communicatie met de netbeheerders over hoe zij dat het beste kunnen vormgeven is essentieel. ACM zal dit verder zelfstandig juridisch moeten toetsen. *Kostenreflectiviteit en toets aan Europeesrechtelijk kader* De Europese wetgeving schrijft voor dat de tarieven voor transportcapaciteit zijn gebaseerd op de werkelijke efficiënte kosten. ACM moet dit principe respecteren bij het vormgeven van haar aansluit- en transporttarieven. Bij het toepassen van een veiling voor transportcapaciteit is er geen direct herleidbare koppeling meer tussen het tarief en de gemaakte kosten. Het gebruiken van de inkomsten van de veiling voor de bekostiging van verdere uitbreidingen lost het probleem met dit uitgangspunt op systeemniveau weliswaar op, maar niet op het niveau van het individuele geveilde tarief. Het is onzeker of een dergelijk verdelingsmechanisme in lijn is met kostenreflectiviteit. ACM zal dit zelfstandig beoordelen.
BUDGETTAIRE GEVOLGEN	Niet van toepassing
RELATIE TUSSEN BELEIDSOPTIES	Beleidsoptie 4.1 en 4.2 horen bij hoofdstuk 4 van het rapport: Regulering en toezicht in beweging.

[67] *ACM: met flexibel gebruik meer mogelijk op vol stroomnet, voorrang voor maatschappelijke projecten | ACM.nl* & *Artikel 2, 2.11 aanleiding; Staatscourant 2024, 12928*

Beleidsoptie 5.1 Subsidiëren netbeheerder(s) of anders verdelen kosten in de tijd

OMSCHRIJVING

De maatregel betreft het dempen van de nettarieven door het anders bekostigen van transitiekosten[68] die tot dusver (grotendeels)[69] via de nettarieven bekostigd worden. Dit gebeurt via een subsidie aan TenneT (variant A). Hetzelfde doel kan worden bereikt door het boeken van (een deel van) de netwerkinvesteringen op een amortisatie rekening (variant B). Op een amortisatie rekening wordt een lening stapsgewijs terug betaald.

Met transitiekosten wordt gedoeld op kosten die inherent zijn aan de transitie van het energiesysteem. Het gaat hierbij specifiek om kosten die voortkomen uit een tijdelijke onderbenutting van infrastructuur en door tijdelijke transportbeperkingen (netcongestie). Dit in tegenstelling tot de inherente stijging van netkosten die hoort bij het toekomstige energiesysteem en waarvan het niet wenselijk lijkt om deze kunstmatig te verlagen.

Deze transitiekosten zijn (deels)[70] onvermijdelijk in een transitie, omdat vraag pas tot stand kan komen als er voldoende aanbod en infrastructuur is. Over een periode van 10-20 jaar wordt er zeer veel in het net geïnvesteerd, terwijl de vraag pas met enige vertraging in dergelijke mate toeneemt. Deze situatie leidt tijdens de transitie tot hogere nettarieven, doordat de netkosten over minder gebruikers verdeeld kunnen worden dan in het uiteindelijke eindbeeld. Ook kunnen er tijdens de transitie vanwege tijdelijke transportbeperkingen hogere redispatch kosten zijn dan in het eindbeeld.[71] Er wordt in dit fiche een inschatting gemaakt van de totale transitiekosten. Voor een groot deel worden deze veroorzaakt door de hoge kosten van de uitrol van de infrastructuur voor wind op zee.

Variant A

De Energiewet geeft de mogelijkheid de kosten van de infrastructuur voor wind op zee uit algemene middelen te subsidiëren. Een praktische vormgeving van een subsidie voor transitiekosten is dan ook een subsidie aan TenneT voor het net op zee. Deze aanpak is in lijn met de eerder verstrekte subsidie voor het net op zee. Qua uitvoering betekent dit dat ACM een berekening maakt van de toegestane inkomsten van de netbeheerder van het net op zee en dat deze (deels of geheel) bekostigd worden via middelen die zijn gereserveerd op de begroting. De technische en juridische uitvoerbaarheid is daarmee geborgd. De aanpak sluit goed aan bij de stapsgewijze uitbreiding van wind op zee, waarbij nieuwe capaciteit in relatief grote stappen op de markt komt en daarmee vaker tot tijdelijke transitiekosten zal leiden. Door een deel van het net te subsidiëren

[68] *Transitiekosten zijn in dit fiche uitgerekend als het verschil tussen de geleidelijke oploop van de tarieven en de sterkere stijging die nu in de projecties zit. Hierbij wordt gerekend met een inschatting van de netkosten per kWh in het eindbeeld, een lineaire stijging naar dat eindbeeld en worden alle kostenstijgingen boven die lijn als 'transitiekosten' beschouwd. Er is geen onderliggende analyse gemaakt van de kosten die 'regulier' zijn en welke kosten gerelateerd aan de 'transitie'.*

[69] *Behalve een deel van de kosten voor het elektriciteitsnet op zee waarvoor een subsidie verstrekt is. Deze subsidie zorgde ervoor dat de kosten voor het net op zee tot nu toe een beperkt aandeel van de totale netkosten uitmaken, maar betreft slechts een klein deel van de toekomstige kosten voor het net op zee*

[70] *Hierbij blijft het essentieel om deze kosten zoveel mogelijk te beperken door evenwichtige opschaling van vraag en aanbod in de tijd en in de ruimte na te streven. Verschillende andere IBO fiches en overig beleid richten zich hierop.*

[71] *Ook in het eindbeeld zullen er redispatch-kosten zijn. Het gaat hierbij specifiek om tijdelijk extra hoge redispatch-kosten.*

wordt wel afgeweken van het principe dat de kosten voor het elektriciteitsnet door de gebruikers daarvan gedragen moeten worden. Dit heeft echter met de historische subsidie wind op zee wel een precedent. De ACM blijft als exclusief bevoegde instantie wel verantwoordelijk voor het bepalen van de methodologie rond het verdelen van de resterende kosten over de eindgebruikers. Het kabinet kan zelf het gewenste subsidiebedrag vaststellen. Elk subsidiebedrag leidt tot een verlaging van de (gemiddelde[72]) nettarieven, en hoeft dus niet 1-op-1 aan te sluiten bij de totale transitiekosten. Om dit te illustreren is ook het effect van een subsidiereeks van jaarlijks 1 miljard euro op de nettarieven in beeld gebracht en een variant waarbij de netwerkkosten die bij het eindbeeld horen als basis worden gebruikt. Ook is een variant denkbaar waarbij niet alleen TenneT, maar ook regionale netbeheerders subsidie voor de transitiekosten ontvangen. Omdat hiervoor de wettelijke basis ontbreekt, is deze optie wel minder eenvoudig vorm te geven. In deze variant A zullen de transitiekosten binnen de begroting gedekt moeten worden. Door een keuze in de dekking kan de overheid ervoor kiezen om bepaalde gebruikersgroepen (waaronder kwetsbare huishoudens of internationaal concurrerende bedrijven) in mindere mate mee te laten betalen en andere groepen meer (bijvoorbeeld hogere inkomens of bedrijven die beperkt internationale concurrentie ervaren). Dit bevordert de integrale besluitvorming. Een alternatief is om de staatsschuld op te laten lopen. Dit betekent echter wel dat de kosten gedragen worden door toekomstige generaties.

Variant B

Bij variant B kan hetzelfde doel worden bereikt door het boeken van (een deel van) de netwerkinvesteringen op een amortisatie rekening. De ACM stelt als verantwoordelijke voor de tariefregulering op basis van verwachte ontwikkeling van energievraag en aantal aansluitingen een profiel op. Hierin staan de verwachte ontwikkeling van de eenheidskosten en een gewenste ontwikkeling van de tarieven en tariefinkomsten over de amortisatie periode, van bijvoorbeeld vijftig jaar. In de eerste periode, waarin het verbruik nog achterblijft, liggen de tarieven onder de werkelijke eenheidskosten. Het verschil tussen de jaarlijkse werkelijke eenheidskosten en de inkomsten op basis van het gehanteerde tarief wordt in de eerste jaren als amortisatie geboekt. Kortom, de werkelijke netkosten liggen op dat moment hoger dan de kosten die de gebruiker betaalt. De netbeheerder ontvangt in deze periode leningen van de Rijksoverheid om het verschil te dekken. Na het omslagpunt (omstreeks 2050) zullen de tariefinkomsten conform het opgesteld profiel hoger liggen dan de werkelijke eenheidskosten. Door de hogere tariefinkomsten (en dus hogere nettarieven voor de gebruiker) kan er afgeboekt worden op de amortisatie rekening, waarna aan het einde van de amortisatie het saldo op nul uitkomt.

De ontwikkeling van het aantal aansluitingen en het energieverbruik is echter onzeker en dus ook op voorhand niet gegarandeerd worden dat het amortisatie profiel gevolgd kan worden. Er is daarom een garantie nodig van de Rijksoverheid op de verwachte ontwikkeling van het aantal aansluitingen en energievraag. Als het verwacht aantal aansluitingen en volumes niet materialiseren, neemt de overheid een eventueel negatief overblijvende balans over. Een dergelijke garantie is nodig om te voorkomen dat TenneT extra risico's loopt door deze werkwijze. De kosten worden in deze variant (deels) verlegd van huidige naar toekomstige gebruikers, resulterend in een andere intergenerationele verdeling. In deze variant B worden de volledige transitiekosten uiteindelijk gedragen door de gebruikers van het net. Net als in de variant A kan ook in deze variant worden gekozen slechts een deel van de transitiekosten op deze wijze te verrekenen. Er

[72] *Door veranderingen in de tariefstructuur kunnen tarieven voor individuele gebruikers nog wel toenemen.*

	kan daarnaast flexibiliteit worden ingebouwd door het amortisatieprofiel periodiek aan te passen aan bijvoorbeeld een sneller dan voorziene stijging van het verbruik. De werkwijze met een amortisatie rekening vergt een grote aanpassing van het huidig regulerend kader en de tariefsystematiek van de ACM. De aanpak heeft daarnaast gevolgen voor de schuldpositie van de netbeheerders. Afhankelijk van de exacte vormgeving, is het daarnaast de vraag of de leningen kunnen worden beoordeeld als een reguliere financiële transactie (niet EMU-saldo relevant) of, in verband met de door de overheid gegeven garantie, als feitelijk een subsidie. Deze risico's worden onder het kopje regulering nader besproken.
RATIONALE	In een klimaatneutraal energiesysteem zullen de kosten voor het elektriciteitsnet een groter aandeel van de totale energiekosten uitmaken dan nu het geval is.[73] Hiernaast zullen als gevolg van de energietransitie (door tijdelijke onderbenutting van infrastructuur en transportbeperkingen) de kosten van het elektriciteitsnet per KWh tijdelijk verder verhogen. Deze kosten worden vooralsnog vrijwel volledig[74] door eindgebruikers betaald via de nettarieven. Volledige bekostiging via de nettarieven leidt op de korte en middellange termijn tot drie ongewenste effecten. Ten eerste leidt het ertoe dat elektrificatie van eindgebruik minder aantrekkelijk wordt. Dit is ongewenst, omdat elektrificatie in veel gevallen de meest aantrekkelijke verduurzamingsroute is[75] en stijgende netkosten bij achterblijvende elektrificatie over minder eindgebruikers verdeeld kunnen worden, waardoor nettarieven verder toenemen en een vicieuze cirkel dreigt. Ten tweede kan het ertoe leiden dat investeringen in nieuwe of verduurzaamde industrie hierdoor uitblijven en de reeds geëlektrificeerde industrie krimpt als gevolg van een concurrentienadeel ten opzichte van het buitenland. Dit terwijl een deel van deze industrie in het eindbeeld, wanneer de transitiekosten achter de rug zijn, mogelijk wel concurrerend is. Het derde ongewenste effect is dat er met de huidige bekostiging geen integrale afweging gemaakt kan worden over de kostenverdeling over verschillende gebruikersgroepen en tussen verschillende generaties. Door de subsidie (variant A) of de amortisatie rekening (variant B) wordt de komende jaren een kleiner deel van de netkosten via de nettarieven bekostigd, wat de rekening voor de eindgebruiker (huishoudens en bedrijven) verlaagt. Hierdoor wordt elektrificatie gestimuleerd en genoemde ongewenste effecten verminderd. Het stimuleren van elektrificatie, in veel gevallen de meest efficiënte vorm van verduurzaming, leidt tot een hogere vraag naar transportcapaciteit en kan daardoor op de korte termijn leiden tot meer netcongestie, maar de investeringen in het elektriciteitsnet en maatregelen voor een betere netbenutting ervoor dat deze toenemende vraag naar transportcapaciteit op de langere termijn geaccommodeerd kan worden op het elektriciteitsnet.
EFFECTEN	De maatregel draagt bij aan emissiereductie door één van de voornaamste barrières voor achterblijvende elektrificatie in de industrie te adresseren: het hoge nettarief.[76] Hierbij wordt zowel het kostennadeel ten opzichte van het fossiele alternatief verkleind als het concurrentienadeel ten opzichte van andere

[73] Quintel (2024). Pilot Financieel Inzicht in de Energietransitie (FIT).
[74] Behalve een deel van de kosten voor het elektriciteitsnet op zee waarvoor een subsidie verstrekt is. Deze subsidie zorgde ervoor dat de kosten voor het net op zee tot nu toe een beperkt aandeel van de totale netkosten uitmaken, maar betreft slechts een klein deel van de toekomstige kosten voor het net op zee.
[75] Zie Nationaal Plan Energiesysteem (NPE).
[76] Zie kamerbrief 'Onderzoek elektriciteits- en netwerkkosten (2024)'.

landen.[77] Hierdoor kan elektrificatie in grotere mate tot stand komen, wat tot emissiereductie leidt. De elektriciteitsmix is namelijk al sterk verduurzaamd (50%) en zal richting 2030 nog verder verduurzamen (>80%). Hiernaast leidt elektrificatie ook met fossiele elektriciteit in veel gevallen alsnog tot een emissiereductie. Hierdoor is het inzetten op elektrificatie een robuuste strategie om emissies te verlagen. De volgende aspecten van de maatregel zijn relevant voor de beoordeling van de doelmatigheid:

1. De maatregel stimuleert de verduurzamingsroute (elektrificatie) die voor veel eindgebruikssectoren de goedkoopste en meest robuuste route is om te verduurzamen (zie Nationaal Plan Energiesysteem) en draagt hiermee bij aan emissiereductie tegen de laagste nationale kosten.
2. De maatregel vereist geen daadwerkelijke extra kosten, maar enkel een verandering in bekostiging van infrastructuur. Deze infrastructuur wordt nu grotendeels door eindgebruikers bekostigd (via nettarieven) en wordt na invoering van de maatregel via variant A in grotere mate vanuit de algemene middelen bekostigd. De nationale kosten zijn dan ook nul. In de alternatieve variant B vindt tijdelijk bekostiging plaats via leningen die op de lange termijn alsnog via de nettarieven worden bekostigd.
3. De maatregel heeft echter wel effect op de overheidsfinanciën, aangezien de kosten van de subsidie ingepast moeten worden in de Rijksbegroting. Hierdoor verschuift de verdeling van de netkosten van de huidige verdeling op basis van de nettarieven naar een verdeling afhankelijk van de dekkingsoptie die gekozen wordt.
4. Een verlaging van de nettarieven verlaagt ook de subsidiebehoefte voor verduurzaming en kan daarmee de kosten voor instrumenten zoals de SDE++ en OWE[78] verlagen. Dit effect komt tot echter pas op middellange termijn geleidelijk tot stand wanneer nieuwe subsidiebeschikkingen met aangepaste aannames voor nettarieven van kracht worden (vanaf 2030). Daarnaast is de omvang van toekomstige subsidies zeer onzeker, omdat de subsidiebehoefte bij een lager nettarief en een steeds krapper ETS/ETS2 plafond sterk af zal nemen. Voor verschillende sectoren zal op termijn nog enkel normering en beprijzing nodig zijn.
5. Gerichte compensatie van specifieke doelgroepen, zoals de industrie en kwetsbare huishoudens zal hoogstwaarschijnlijk een hogere doelmatigheid hebben als puur gekeken wordt naar specifieke doelen gericht op de betaalbaarheid en het versterken van het concurrentievermogen.

De maatregel zorgt voor een daling van de nettarieven voor alle gebruikers, omdat het de kosten voor het hoogspanningsnet verlaagt die in alle eindgebruikerstarieven doorbelast worden. Deze daling leidt echter niet tot een procentueel gelijke daling bij alle eindgebruikersgroepen. Voor eindgebruikers die op het laag- en middenspanningsnet aangesloten zijn, maken de kosten van het hoogspanningsnet immers een kleiner deel uit en zal de procentuele daling van het nettarief dus lager zijn dan voor gebruikers aangesloten op het hoogspanningsnet. Een variant is denkbaar waarbij niet alleen TenneT, maar ook regionale netbeheerders subsidie voor de transitiekosten ontvangen of via een amortisatie rekening gaan werken kan dit deel ondervangen, maar deze optie is zoals gezegd veel minder eenvoudig vorm te geven.

[77] *Zie o.a. 'E-bridge (2024). Electricity cost assessment for large industry' en 'Aurora (2024). Grid fee outlook for the Netherlands 2045'.*
[78] *Subsidieregeling grootschalige productie volledig hernieuwbare waterstof via elektrolyse.*

	Het effect op de nettarieven komt tot stand zodra de jaarlijkse toegestane inkomsten voor de netbeheerders door ACM berekend worden. Het effect op elektrificatie komt meer geleidelijk tot stand als gevolg van operationele keuzes in de bedrijfsvoering (bijv. productieprocessen die hervat worden) en investeringen die gedaan worden in elektrificatie van bestaande activiteiten of nieuwe geëlektrificeerde activiteiten. Ook in de variant met de amortisatie rekening (B) komt de lening behoefte tot stand als onderdeel van de jaarlijkse ACM berekening. **Effecten intergenerationele verdeling** Met financiering via de Rijksbegroting kan door het kabinet een integrale afweging worden gemaakt over de verdeling van de transitiekosten door de tijd heen. Dit is relevant omdat toekomstige gebruikers sterk profiteren van de energietransitie waar in het heden transitiekosten voor gemaakt worden. De alternatieve uitwerking B via leningen aan TenneT waarbij via keuzes in de vormgeving geeft via het te kiezen amortisatie profiel de mogelijkheid expliciete keuzes te maken in de langjarige intergenerationele verdeling. Het verschuiven van de kosten naar toekomstige burgers en bedrijven betekent dit echter ook een verslechtering van de toekomstige koopkracht van burgers en de toekomstige concurrentiekracht van bedrijven. Dit fiche gaat specifiek om de verdeling van de transitiekosten. De resterende infrastructuurkosten, die niet via de subsidie of de amortisatie rekening lopen worden via de gangbare afschrijvingstermijnen over generaties verdeeld.
RAND-VOORWAARDEN	*Ruimtelijke ordening/energieplanologie* De maatregel heeft geen invloed op ruimtelijke ordening. Het betreft enkel een andere bekostiging van infrastructuurkosten die gemaakt worden. *Betrokken partijen en draagvlak* De enige direct betrokkenen in variant A zijn TenneT (ontvanger subsidie) en de Rijksoverheid (verstrekker subsidie). De maatregel heeft invloed op de tarieven die TenneT aan regionale netbeheerders doorberekent en op de nettarieven die aan eindgebruikers gerekend worden. In de alternatieve vormgeving (variant B) is TenneT de ontvanger van leningen van de Rijksoverheid waarbij tussen TenneT, de Rijksoverheid en ACM afspraken worden gemaakt over de werking van de amortisatie rekening inclusief de toekomstige aflossing hiervan. *Regulering* De maatregel (variant A) wordt uitgevoerd zoals de eerder verstrekte subsidie voor bekostiging van het net op zee. Aangezien de subsidie wordt verleend aan TenneT (publiek gefinancierde organisatie) zijn er geen staatssteunbezwaren. Formeel moet een staatssteunanalyse worden opgesteld. In de alternatieve variant (variant B) gaat het om leningen aan TenneT die geboekt worden op een amortisatie rekening die uiteindelijk weer worden afgelost. Deze systematiek kent risico's. De nieuwe EU verordening inzake de interne markten voor hernieuwbaar gas, aardgas en waterstof staat lidstaten toe om voor waterstof het terugverdienen van de kosten via nettoegangstarieven in de tijd te spreiden, zodat toekomstige gebruikers naar behoren bijdragen aan de initiële kosten van de ontwikkeling van het waterstofnet. Een dergelijke intertemporele kostentoerekening en de onderliggende methode ervan wordt goedgekeurd door de regulerende instantie. De lidstaten kunnen maatregelen nemen, zoals een staatsgarantie, om het

financiële risico van waterstofnetbeheerders te dekken dat gepaard gaat met het initiële tekort aan kostendekking als gevolg van de toepassing van intertemporele kostentoerekening. Deze mogelijkheid is ingegeven door de naar verwachting hoge nettarieven die anders aan vroege waterstofnetgebruikers zouden moeten worden aangerekend. Hoewel het effect voor waterstof groter is (het gaat hier om de opbouw van een netwerk waar bij de start nog niet of nauwelijks gebruikers zijn) is er wel een analogie met de hier beschreven transactiekosten voor elektriciteit.

De verordening om het functioneren van de interne markt voor elektriciteit te borgen bevat deze expliciete mogelijkheid echter niet. De ACM geeft dan ook aan dat een dergelijke variant waarbij verregaand afspraken worden gemaakt tussen de ACM, TenneT en de Rijksoverheid, zonder aanpassing van de regulering en zonder een ingrijpende aanpassing in de tariefsystematiek niet mogelijk is en niet aansluit bij de invulling van de ACM rond het principe van kostenreflectiviteit.

De werkwijze met de amortisatie rekening resulteert daarnaast in een hogere schuld voor TenneT. Deze schuld wordt verstrekt door de Rijksoverheid en met een garantie. Deze garantie ziet erop toe dat wanneer niet via de tarieven op de amortisatie rekening afgeboekt kan worden, TenneT vanuit het rijk de kosten terugbetaald krijgt. De rente op de leningen wordt ook in het meegenomen.

Het is daarmee de vraag hoe het CBS deze leningen en bijbehorende afspraken classificeert. CBS gaat ervan uit dat TenneT in principe winstgevend is en blijft, omdat het regulerend kader de aandeelhouders van systeembeheerders het recht geeft op een redelijk rendement. Het CBS/Eurostat beoordeelt of deze lening kan worden gezien als een financiële transactie, en daarmee niet relevant voor het EMU-saldo. Wanneer er echter een lening versterkt wordt waarvan de terugbetaling onzeker is of gegarandeerd moet worden door de Rijksoverheid zelf, is er sprake van een saldo relevante lening. In de huidige vormgeving wordt de lening mogelijk als niet marktconform beschouwd en daarmee als een subsidie. De lening is dan saldorelevant, en vereist dekking op de begroting in het jaar dat de lening wordt uitgekeerd aan TenneT. Daarnaast heeft de verandering in de schuldpositie mogelijk gevolgen voor de beoordeling door kredietbeoordelaars. Er lopen er op dit moment ook nog andere trajecten met betrekking tot de financiering van TenneT (zie fiche 28/29), waar een amortisatie rekening invloed op kan hebben.

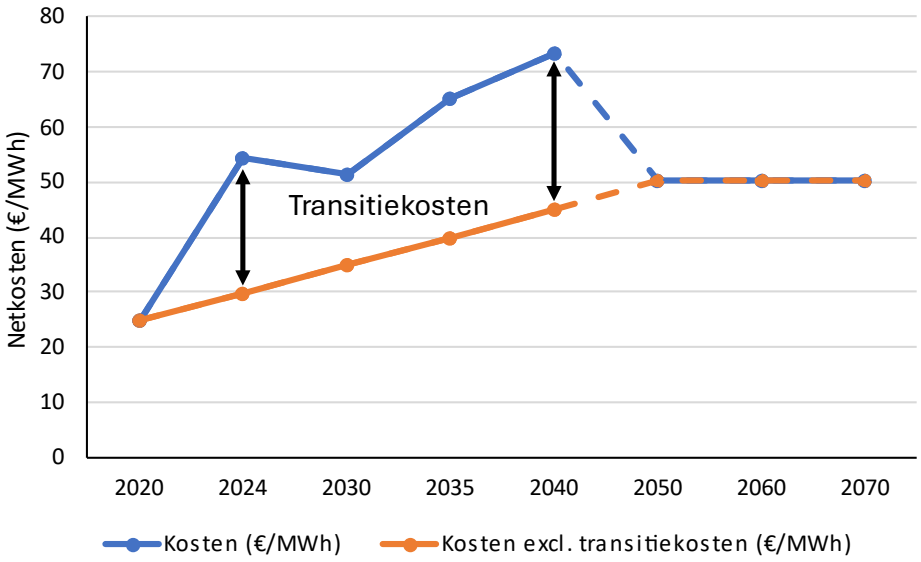
Deze variant vergt derhalve nog een andere uitwerking in de driehoek tussen ACM als toezichthouder verantwoordelijk voor de tariefstructuur, TenneT en de Rijksoverheid.

Uitvoering
De benodigde uitvoeringscapaciteit voor variant A is beperkt, omdat het een jaarlijkse subsidie aan TenneT betreft. Hierdoor betreft het een gering aantal transacties en betrokken partijen. Dit geldt in mindere mate ook voor de alternatieve uitwerking B al zijn hier wel hogere aanloopkosten, omdat de bijbehorende vormgeving nog nader zal moeten worden uitgewerkt. De dekking zal mogelijk wel uitvoeringsconsequenties hebben, afhankelijk van de keuzes die daar gemaakt worden.

BUDGETTAIRE GEVOLGEN	De maatregel omvat een langjarige subsidie aan TenneT die oploopt van 3 miljard euro per jaar in 2025 tot 8 miljard euro per jaar in 2040 en daarna afloopt naar nul rond 2050 (zie tabel 1). De financiële consequenties van de

subsidie aan TenneT zijn berekend op een niveau waarmee de transitiekosten niet afgewenteld worden op de huidige gebruikers van het elektriciteitsnet en daarmee ook geen barrière vormen voor elektrificatie. Kostenstijgingen die inherent zijn aan de overgang naar het toekomstige energiesysteem worden hierbij buiten beschouwing gelaten. Eindgebruikers zullen zich immers wel aan moeten passen aan een nieuwe kostenstructuur en kostenreflectieve tarieven zijn daar een belangrijk middel voor. Dit onderscheid is in figuur 1 geïllustreerd.

Figuur 1 Onderscheid kosten en transitiekosten



Bij het begrip transitiekosten is het belangrijk om te benadrukken dat dit een tijdelijke stijging van de kosten per MWh betreft. Hierbij spelen dus niet alleen de netkosten (€) een rol, maar ook het elektriciteitsverbruik (MWh). Deze kosten dalen dan ook wanneer elektrificatie relatief sneller gaat dan de stijging van de netkosten. Hierdoor ontstaat vanaf 2040 ook een vrij scherpe daling van de blauwe lijn in bovenstaand figuur, doordat de netkosten stabiliseren en het elektriciteitsverbruik nog sterk toeneemt. Snelle elektrificatie is ook de reden voor de neerwaartse lijn tussen 2024 en 2030.

Voor de inschatting van de omvang van de transitiekosten nemen we de (verwachte) ontwikkeling van netkosten tussen 2020 en 2050 als basis. Hierbij nemen we aan dat de inherente kostenstijging van elektriciteitsinfrastructuur die als gevolg van de transitie plaats moet vinden lineair ingroeit tussen 2020 en 2050 en beschouwen we de kostenstijging boven deze lijn als 'transitiekosten'. Deze transitiekosten stijgen eerst fors en zullen later weer dalen, waarna deze uiteindelijk geheel zullen verdwijnen, zodra de transitie is afgerond en er een nieuw, relatief stabiel energiesysteem wordt bereikt. In hoeverre dit stabiele punt in 2050 bereikt wordt en in hoeverre er daarna nog fluctuaties optreden is uiteraard nog onzeker. Het is dan ook raadzaam om de kosten in het eindbeeld (€/MWh) en de noodzaak voor steun periodiek te herijken. In tabel 1 staan de gebruikte data en bronnen samengevat.

De transitiekosten in de onderste regel zijn gelijk aan de budgettaire gevolgen, omdat de maatregel erop gericht is om deze volledig te bekostigen vanuit de Rijksbegroting. Dit bedraagt 78 miljard euro cumulatief.

De benodigde middelen betreffen een jaarlijkse subsidie aan TenneT die blijft voortbestaan zolang de transitie loopt. Zodra het eindpunt bereikt is waarop

elektriciteitsaanbod, infrastructuur en vraag in evenwicht komen, loopt deze af naar nul.

Tabel 1. Budgettaire effecten subsidie TenneT

	2020	2024	2030	2035	2040	2050	BRON
Verbruik (TWh)	112	127	196	235	273	439	2020:KEV, 2024-2040: FIEN, 2050: TVKN
Netwerkkosten (mld €)	2,8	6,9	10,1	15,3	20	22	2020: FIEN, 2024-2040: FIEN+, 2050: ACM
Kosten (€/MWh)	25	54	52	65	73	50	Berekening obv bovenstaande waardes
Kosten excl. transitiekosten (€/MWh)	25	30	35	40	45	50	Berekening obv bovenstaande waardes
Transitiekosten (€/MWh)	0	24	17	25	28	0	Berekening obv bovenstaande waardes
Transitiekosten / Budgettaire gevolgen (mld € / jaar)	0,0	3,1	3,2	5,9	7,7	0,0	Berekening obv bovenstaande waardes
Maximaal te subsidiëren via subsidie wind op zee (=kosten net op zee) (mld € / jaar)	n.v.t.	n.v.t	+/-3	n/a	5-6	6-7	ACM
Cumulatief 2025-2040					78		Berekening obv bovenstaande waardes. Tussenliggende waardes lineair geïnterpoleerd

Met de vormgeving als subsidie voor het net op zee kan er met de maatregel niet meer bekostigd worden dan de totale uitgaven voor het net op zee. Deze zijn van een vergelijkbare ordegrootte als de benodigde middelen (zie tabel 1).[79] Indien de gewenste omvang van de subsidie hoger is dan dit, moet nog beoordeeld worden hoe deze verstrekt kan worden binnen de staatssteunkaders. In de alternatieve uitwerking (variant B) kan eventueel gekozen worden een groter deel van de kosten tijdelijk niet door te laten werken in de tarieven.

Effect op nettarieven – Variant A: Bekostiging via Rijksbegroting
ACM heeft een eerste indicatieve berekening gemaakt van de impact van de subsidie op de nettarieven voor vier verschillende scenario's wat betreft investeringsomvang, operationele kosten en netverliezen, en volumes.[80] Hieruit

[79] *ACM (2024). Ontwikkeling netkosten tot 2050 en de kostenverdeling over groepen gebruikers.*
[80] *Zie ACM (2024) voor details over scenario's.*

blijkt dat de impact op de nettarieven sterk uiteenloopt. Een paar opvallende punten uit deze analyse zijn:

Tarieven hoogspanningsnet (TenneT)

1. Voor de eerste jaren (2025-2027) is een subsidie van dergelijke omvang (3 mld/jaar) dusdanig groot dat het 50-100% van de kosten dekt van de totale toegestane inkomsten van TenneT. Hierbij is de vormgeving (enkel subsidiëring van het hoogspanningsnet) dus een beperkende factor om de geschatte transitiekosten (die deels op het laagspanningsnet optreden) te dekken.
2. In de jaren rond 2030 zorgt de subsidie er in de twee centrale scenario's grofweg voor dat de nettarieven gestabiliseerd worden op het huidige niveau. In de meer extreme scenario's liggen de nettarieven in 2030 ruim 50% hoger of ruim 20% lager dan het huidige niveau.
    a. Ter vergelijking: Zonder subsidie zouden de nettarieven in 2030 80-190% hoger liggen dan nu.
3. In de jaren vanaf 2035 tot 2040 liggen de tarieven in twee scenario's ruim (-25-60%) onder de huidige tarieven, in één scenario ongeveer op de huidige tarieven en in één scenario ruim (+60-80%) boven de huidige tarieven.
    a. Ter vergelijking: Zonder subsidie zouden de nettarieven in 2035 90-300% hoger liggen dan nu.

Het effect van deze subsidie op de nettarieven en de concurrentiepositie van de industrie is ingeschat in tabel 2. Uit de inschatting van ACM blijkt dat de nettarieven door de subsidie in 2030 ongeveer 50% lager liggen dan anders het geval geweest zou zijn. Als we deze korting toepassen uit de resultaten van E-bridge (2024), blijkt dat het concurrentienadeel ten opzichte van omringende landen fors afneemt, maar nog niet volledig teniet gedaan wordt. Hierbij moet worden opgemerkt dat in Duitsland en Frankrijk specifieke regelingen bestaan om de netwerkkosten voor de zware industrie te dempen en in België een deel van de kosten uit degressieve accijnzen op elektriciteit worden betaald.

Tabel 2. Effect subsidie op nettarieven, in vergelijking met buurlanden

NETWERKKOSTEN (€/MW)					
	Nederland – status quo zonder subsidie	Nederland – met subsidie	Duitsland incl. bestaande kortingen en subsidies	Frankrijk incl. bestaande kortingen en subsidies	België incl. bestaande kortingen en subsidies
2030 – E-bridge	30,00	15,00	9,20	1,40	12,20

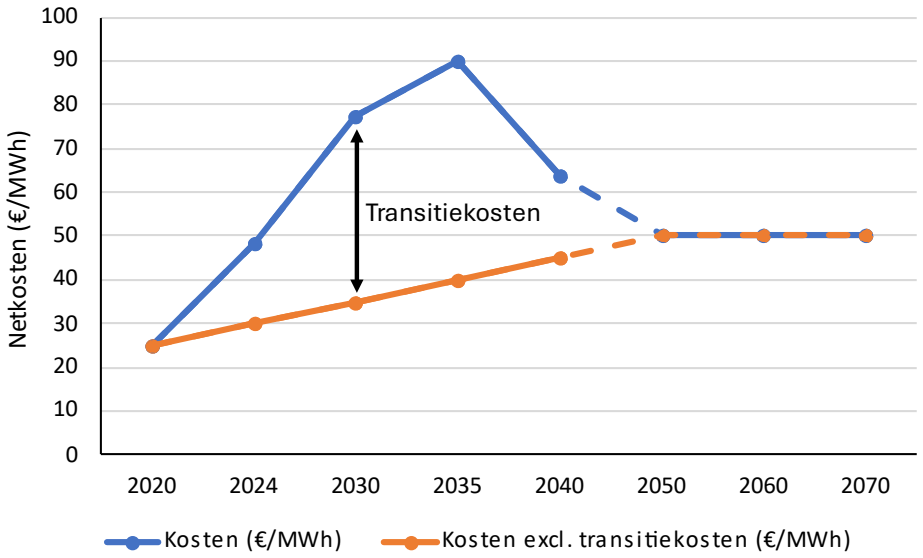
Laagspanningsnet

De impact van de subsidie op de tarieven van het laagspanningsnet is kleiner, omdat deze ook bepaald worden door de kosten van regionale netbeheerders. Hierdoor liggen deze nettarieven ook na subsidie vanaf 2030 altijd hoger dan de huidige tarieven. De stijging wordt wel fors gedempt: +10-45% in 2030 met subsidie versus +60-85% zonder subsidie.

Onzekerheden en alternatieve dimensionering

Bij de berekening van de benodigde middelen zijn twee keuzes gemaakt die een grote invloed hebben. Ten eerste is voor de verwachte toekomstige elektriciteitsvraag aangesloten bij de aannames in het FIEN+ rapport zodat deze consistent zijn met andere delen van het IBO. Deze zijn voor 2030 en 2035 echter substantieel hoger (+40-50%) dan de waardes die PBL hanteert in de Klimaat en Energieverkenning (KEV). Wanneer de waardes van PBL gebruikt zouden worden, nemen de transitiekosten en daarmee de benodigde middelen voor deze jaren fors toe (+2-3 mld./jaar).

Figuur 2 Kostenontwikkeling op basis van KEV inschatting elektriciteitsverbruik

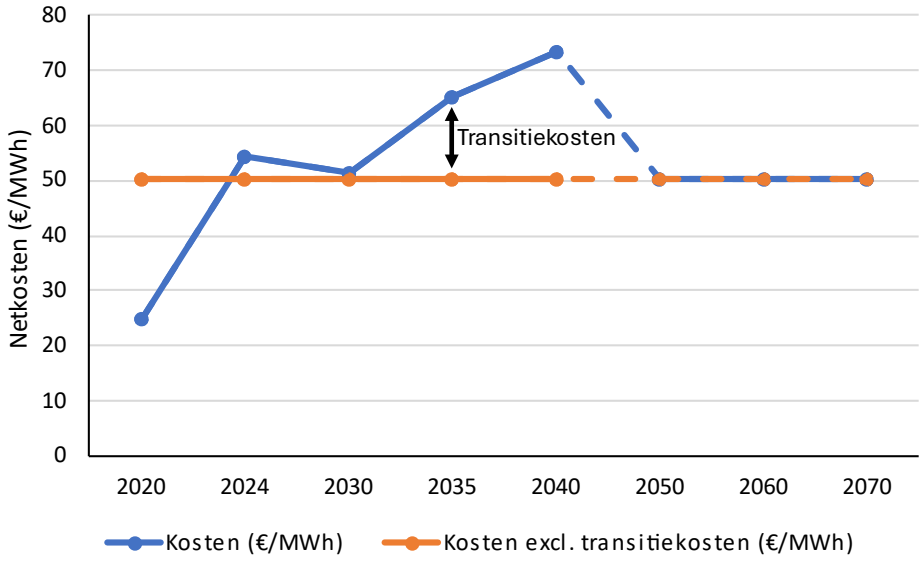


De andere belangrijke keuze die is gemaakt is om de inherente stijging van de netkosten lineair in te laten groeien in de periode tussen 2020 en 2050. Hiermee ontstaat voor afnemers een geleidelijk pad naar een elektriciteitsvoorziening met hogere netkosten. Er zou echter ook gekozen kunnen worden om direct de stap te maken naar de verwachte netkosten (per MWh) in het eindbeeld. Dat is immers het kostenniveau waar eindgebruikers op termijn aan zullen moeten wennen en ook ongeveer gelijk aan het huidige niveau. Wanneer deze aanpak gekozen wordt, nemen de transitiekosten en benodigde middelen met name in de periode t/m 2035 sterk af (-2-3 mld./jaar). Een belangrijk nadeel aan deze aanpak is dat het concurrentienadeel ten opzichte van omringende landen hier op de korte termijn veel minder mee gecompenseerd wordt.

Tot slot is er de mogelijkheid om met een vaste subsidie op de Rijksbegroting zowel de budgettaire consequenties voor de Rijksbegroting als het absolute effect op de nettarieven over de jaren heen gelijk te houden.[81] Om dit te bereiken, wordt een jaarlijks constante subsidie op de Rijksbegroting gehanteerd, van bijvoorbeeld 1 miljard euro. Afhankelijk van het gewenste effect, wat bij uitstek een politieke keuze is, is deze maatregel schaalbaar. Hierbij dient een weging plaats te vinden van de voor- en nadelen van de (mate van de) bekostiging via de Rijksbegroting. Uit een eerste indicatieve doorrekening van een jaarlijkse subsidie van 1 miljard euro aan TenneT blijkt dat dit de nettarieven voor het hoogspanningsnet (t.o.v. de baseline) 15-18% zou verlagen in 2030 en 8-11% in 2040. Er is daarnaast een effect op de tarieven van de regionale netbeheerders.

[81] *Het daadwerkelijke effect per gebruiker kan wel wijzigen als gevolg van wijzigingen in tariefformules.*

Figuur 3 Transitiekosten bij directe overstap naar kostenniveau in eindbeeld



Effect op nettarieven – Variant B: amortisatie rekening TenneT
In de alternatieve uitwerking worden de hierboven aangegeven transitiekosten in de vorm van leningen overgemaakt aan TenneT en geboekt op een amortisatie rekening waarbij ook de financieringslasten (rente) moeten worden meegenomen. Het budgettaire effect in de periode tot en met 2050 is hiermee in de basis gelijk aan variant A. Na 2050 wanneer de netwerkkosten per KWh stabiliseren of lager worden op basis van het vastgesteld amortisatie profiel, wordt op de amortisatie rekening afgeboekt door de toegestane hogere tarieven. Doordat de overheid garanties geeft op de verwachte ontwikkeling van het aantal aansluitingen en de energievraag en de eventueel overblijvende balans op de amortisatie rekening overneemt, zijn er grote potentiële gevolgen voor de overheidsfinanciën. Deze kunnen oplopen tot 78 miljard euro cumulatief, in het scenario dat TenneT niets van de versterkte lening kan afboeken.

Dekking
Het verlenen van een subsidie aan TenneT kent gevolgen voor de overheidsfinanciën. In lijn met de begrotingsregels dient de subsidie ingepast te worden binnen het uitgavenkader, en zal er dekking voor gevonden moeten worden. Bij saldorelevante leningen in de amortisatie variant geldt dit ook voor variant B. Waar en op welke manier deze dekking gevonden wordt, is een politieke keuze. Wanneer er elders uitgaven verminderend worden, of belastingen verhoogd worden, heeft dit ook verdelingseffecten. In het geval van een lastenverzwaring stijgt de collectieve lastendruk. Er zal zorgvuldig gewogen moeten worden welke groep (huishoudens of bedrijven, huidige of toekomstige generatie) deze lasten gaan dragen.

Ter illustratie: om de transitiekosten tot en met 2030 te dekken, zouden nagenoeg alle middelen die nog in het Klimaatfonds resteren ingezet moeten worden. Alle reserveringen die reeds getroffen zijn met deze middelen kunnen dan geen doorgang vinden (o.a. waterstof, CCS, kernenergie, maatwerk). Hetzelfde geldt voor dekking vanuit de KGG-begroting: ongeveer de gehele begroting tussen 2025 en 2030 zou ingezet moeten worden als dekking.

Begrotingssystematiek
Er kan op twee verschillende manieren omgegaan worden met bijstellingen van de subsidie op de Rijksbegroting. Eén manier is om de benodigde middelen jaarlijks te actualiseren aan de hand van de daadwerkelijke kosten van de elektriciteitsinfrastructuur en het daadwerkelijke verbruik. Hiermee wordt het effect van de subsidie op de nettarieven van tevoren vastgezet (in €/MWh). Hiermee wordt meer zekerheid gegeven aan marktpartijen over de toekomstige nettarieven en worden de benodigde middelen vanzelf lager zodra elektrificatie succesvol gestimuleerd wordt. Door vooraf een stabiel effect op de nettarieven te garanderen, is de jaarlijkse omvang van de benodigde subsidie via de Rijksbegroting echter lastiger van tevoren vast te stellen, en zijn bijstellingen van de reeks onontkoombaar. In de alternatieve uitwerking B vormt het amortisatie profiel de basis voor de verstrekte leningen en beoogde aflossing.

Doordat de overheid indirect de tarieven van TenneT beïnvloedt, en de financiële verwevenheid tussen TenneT en Rijk groter wordt, bestaat het risico dat TenneT door het CBS tot de sector overheid gaat worden gerekend. Hierdoor zou de staatsschuld met tientallen miljarden oplopen en worden leningen aan TenneT saldorelevant. Uiteindelijk worden de bijstellingen nog wel voor goedkeuring aan het parlement voorgelegd via de reguliere begrotingsstukken.

De tweede manier voor de subsidie variant (A) is om de budgettaire reeks op de Rijksbegroting als uitgangspunt te nemen, en die niet jaarlijks aan te passen aan de hand van de daadwerkelijke investeringen in de infrastructuur en het daadwerkelijke gebruik. Hierdoor zullen de nettarieven meer blijven schommelen ten opzichte van de hiervoor beschreven begrotingssystematiek. Jaarlijks kan het kabinet besluiten of zij de reeks op de begroting willen bijstellen om een gewenst effect op de nettarieven te bereiken. Deze manier levert een grotere voorspelbaarheid op voor de Rijksbegroting, maar een minder grotere zekerheid richting de afnemers van stroom. Ook in de alternatieve uitwerking kan gekozen worden voor een vaste budgettaire reeks.

IN MLN.	2025	2026	2027	2028	2029	2030	STRUC	CUM
Subsidie TenneT	3100	3100	3200	3200	3200	3200	Ja	
Amortisatie	3100	3100	3200	3200	3200	3200	Ja	
Vlakke reeks	1000	1000	1000	1000	1000	1000	Ja	

RELATIE TUSSEN BELEIDSOPTIES	Beleidsopties 5.1 t/m 5.11 vormen samen de mogelijkheden om de rekening van de benodigde elektriciteitsinfrastructuur anders te verdelen en horen bij hoofdstuk 5 van het rapport.

Beleidsoptie 5.2 Aanpassen financieringsmodel

OMSCHRIJVING

In dit fiche worden twee alternatieve financieringsmodellen van TenneT Nederland (vanaf nu: TenneT) bekeken.

1. De Rijksoverheid biedt TenneT een instellingsgarantie aan. Via deze instellingsgarantie krijgt TenneT een AAA-rating en kan met die rating nieuw vreemd vermogen ophalen op de kapitaalmarkt. TenneT heeft hierdoor geen aanvullend eigen vermogen meer nodig.
2. De Rijksoverheid zal via leningen vanuit de staat voorzien in de gehele financieringsbehoefte van TenneT. Omdat TenneT altijd toegang heeft tot leningen heeft TenneT geen rating meer nodig en hoeft er geen eigen vermogen meer gestort te worden.

Voor TenneT geldt dat de staat 100% aandeelhouder is. De staat is geen aandeelhouder van de regionale netbeheerders (RNB's), behalve minderheidsaandeelhouder in Stedin. Via deze alternatieve financieringsopties (leningen en instellingsgarantie) wordt een zeer vergaande financiële verbondenheid aangegaan tussen de staat en de netbeheerder. Vanwege het ontbreken van overwegende zeggenschap op de RNB's via het aandeelhouderschap zijn de opties leningen en instellingsgarantie daarom minder toepasselijk voor de RNB's.

RATIONALE

Door deze alternatieve financieringsmodellen veranderen de volgende zaken:
- Vanwege de grote, wettelijk verplichte investeringsagenda van TenneT, moet TenneT aanvullend eigen vermogen hebben over een lange periode (tot aan 2030) om investeringen te kunnen financieren. Zonder dit extra eigen vermogen is dat niet mogelijk. Bij de keuze voor een garantie of een lening is er in principe geen noodzaak meer om eigen vermogen te storten in TenneT.
- Daarnaast worden de kosten voor vreemd vermogen lager voor TenneT bij een garantie of een lening. Tegelijkertijd draagt TenneT bij een garantie of een lening een marktconforme premie af aan de Staat. Dit leidt tot extra opbrengsten voor de Nederlandse staat.
- Een alternatief financieringsmodel heeft geen impact op de tarieven die Tennet in rekening brengt. De vergoeding voor de financieringskosten van TenneT wordt namelijk vastgesteld op basis van een index met de obligaties van Europese nutsbedrijven. Hierbij wordt dus niet gekeken naar de daadwerkelijke kosten van TenneT.

EFFECTEN

De impact op verschillende relevante aspecten van een garantie of lening vanuit de staat zijn in onderstaande tabel weergegeven.

	Instellingsgarantie	**Leningen**
Financierings-kosten TenneT voor Rijks-overheid	**Lagere financieringskosten t.o.v. huidige situatie** In eerste instantie zal een instellingsgarantie niet of nauwelijks leiden tot hogere rentekosten voor de staat. TenneT zal goedkoper lenen dan zonder garantie, Maar Tennet zal wel duurder lenen dan de staat.[82] Het voordeel dat bij beide opties wordt behaald, neemt toe over de tijd, omdat de totale hoeveelheid uitstaande leningen van TenneT per jaar toeneemt. Ter indicatie: Dit kan structureel vanaf 2032 leiden tot € 165- 250 mln aan jaarlijkse opbrengsten (dit betreft het	**Lagere financieringskosten t.o.v. huidige situatie** De staat leent goedkoper dan TenneT. Hierdoor worden rentekosten bespaard. De additionele staatsschuld zal de rentekosten van de Nederlandse staat doen toenemen (sterker dan bij het alternatief instellingsgarantie). Dit effect vindt direct plaats. Het voordeel dat bij beide opties wordt behaald neemt toe over de tijd, omdat de totale hoeveelheid uitstaande leningen van TenneT per jaar toeneemt. Ter indicatie: Dit kan in 2032 leiden tot € 165 -250 mln. aan jaarlijkse opbrengsten (dit betreft het

[82] *We observeren dat instellingen die een garantie hebben, alsnog duurder financiering ophalen dan het land dat de garantie afgeeft. Voorbeelden waar naar is gekeken zijn KfW en FMO. Het verschil tussen de instelling met een garantie en het land dat de garantie uitgeeft bedraagt ongeveer 30 basispunten.*

	financieringsvoordeel van TenneT minus de hogere kosten voor de staat). Deze inschatting is afhankelijk van aannames over rentes die marktpartijen zullen vragen en dus onzeker.	financieringsvoordeel van TenneT minus de hogere kosten voor de staat). Deze inschatting is afhankelijk van aannames over rentes die marktpartijen zullen vragen en dus onzeker.
Effect Rijks-begroting	**De garantie zelf leidt naar verwachting niet tot een hogere staatsschuld** Het hierboven beschreven financieringsvoordeel wordt in de vorm van een premie door Tennet afgedragen aan de Staat. Deze premie-ontvangsten komen als niet-belasting ontvangst binnen op de Rijksbegroting. De premie-ontvangsten zijn relevant voor het EMU-saldo en de EMU-schuld. Indien de instellingsgarantie wordt ingeroepen, dan is er sprake van een uitgave en tevens relevant voor EMU-schuld en EMU-saldo.	**Door verstrekking van leningen aan Tennet zal de staatsschuld in 2032 met ongeveer 5%-punt stijgen.** Het hierboven beschreven financieringsvoordeel wordt in de vorm van een premie door Tennet afgedragen aan de Staat. Deze premie-ontvangsten komen als niet-belasting ontvangst binnen op de Rijksbegroting. De premie-ontvangsten zijn relevant voor het EMU-saldo en de EMU-schuld.
Transparantie	**Minder transparant** Er wordt alleen een verplichting opgenomen. Op verplichtingen wordt zeer beperkt gestuurd. Dit gaat ten koste van de transparantie en de signaalwerking.	**Transparant** De lening wordt aan de uitgavenkant weergegeven. Bij ophogingen van het leningplafond is er een beperktere signaalwerking dan bij een kapitaalbehoefte.
Effect deelnemingen-beleid	**In lijn met deelnemingenbeleid** TenneT blijft zelfstandig schuld ophalen. De deelneming FMO heeft ook een instellingsgarantie.	**Niet in lijn met deelnemingenbeleid** TenneT kan niet meer zelfstandig schuld ophalen. Dit beperkt de zelfstandigheid en is een van de kenmerken van een deelneming.
Tucht van de obligatie-markt	**Minder tucht van de obligatiemarkt** TenneT zal nog steeds obligaties uitgeven. Hierdoor blijft een gedeelte van de efficiëntieprikkel die TenneT hierdoor ervaart blijven bestaan. Echter zal de efficiëntieprikkel waarschijnlijk kleiner worden omdat TenneT een instellingsgarantie vanuit de staat heeft. Hierdoor komt een gedeelte van de marktwerking te vervallen.	**Geen tucht van de obligatiemarkt** De efficiëntieprikkel vanuit de controle van de obligatiemarkt op TenneT komt te vervallen. Hierdoor komt een gedeelte van de marktwerking die deelnemingen karakteriseren te vervallen.
Onomkeerbaar heid	**Zeer slecht omkeerbaar** Om terug te keren naar het huidige model moet TenneT weer een adequate FFO/netto schuld hebben. Hiervoor moet de op dat moment benodigde kapitaalbehoefte gestort worden die sterk afhankelijk is van de financiële situatie van TenneT op dat moment. De opzegtermijn van de instellingsgarantie is minimaal 12 jaar. Het intrekken van de instellingsgarantie zal als een terugtrekkende beweging worden gezien. Dit leidt tot hogere rentekosten voor TenneT.	**Slecht omkeerbaar** Om terug te keren naar het huidige model moet TenneT weer een adequate FFO/netto schuld hebben. Hiervoor moet de op dat moment benodigde kapitaalbehoefte gestort worden die sterk afhankelijk is van de financiële situatie van TenneT op dat moment. De bestaande leningen zullen blijven uitstaan. Omdat TenneT geen obligaties meer zal hebben uitgegeven, moet mogelijk binnen TenneT weer expertise rondom het uitgeven van obligaties worden opgebouwd als TenneT weer zelfstandig schuld gaat ophalen.

RAND-VOORWAARDEN	- Het voorstel past binnen de bestaande regulering. - Voor de uitvoering moet eenmalig een toetsingskader in lijn met het beleidskader risicoregelingen uitgewerkt worden, op het moment dat het daarin vastgestelde garantieplafond of de leningenreeks verandert, dan moet een update van het toetsingskader gestuurd worden. - De maatregelen moeten binnen de staatssteunkaders vormgegeven worden. Voor TenneT kan dit vorm worden gegeven binnen deze kaders.
BUDGETTAIRE GEVOLGEN	- Als gekozen wordt voor één van deze beleidsopties zou dit betekenen dat er geen kapitaalstorting(en) meer nodig zijn welke dan ingepast zouden moeten worden op de Rijksbegroting.

- De financieringsvoordelen van de beleidsopties zoals hierboven beschreven worden niet individueel zichtbaar op de begroting, zijn saldo-relevant en zijn afhankelijk van de (rente)kosten voor de staatsschuld. Het voordeel dat bij beide opties wordt behaald neemt toe over de tijd, omdat de totale hoeveelheid uitstaande leningen van TenneT per jaar toeneemt. Vanaf 2032 groeit dit naar een jaarlijks bedrag van €165 - 250 miljoen.

IN MLN.	2025	2026	2027	2028	2029	2030	STRUC	CUM
Financierings-voordeel	-20	-45	-70	-100	-125	-160	-210	

RELATIE TUSSEN BELEIDSOPTIES	Beleidsopties 5.1 t/m 5.11 vormen samen de mogelijkheden om de rekening van de benodigde elektriciteitsinfrastructuur anders te verdelen en horen bij hoofdstuk 5 van het rapport.

Beleidsoptie 5.3 Vergroten van het aandeel dynamische contracten

OMSCHRIJVING	Een dynamisch contract is een contract waarbij consumenten de actuele prijs betalen voor hun energie, in dit geval voor elektriciteit. Tarieven voor elektriciteit kunnen dan per uur en per dag verschillen en zijn een dag van tevoren bekend. Hierdoor kunnen consumenten, voor zover ze hun energieverbruik kunnen aanpassen, inspelen op de uren waarin de elektriciteit het goedkoopst is. Dit is anders dan bij een variabel of vast contract, waarbij de leverancier een vaste prijs voor een periode van minimaal een maand hanteert. Een dynamisch contract werkt beide kanten op: prijsontwikkelingen op de groothandelsmarkt worden direct doorberekend door de energieleverancier aan afnemers, dus als de prijzen laag zijn is dit voordelig, maar als de prijzen (onverwachts) stijgen, dan merkt de afnemer dit ook snel aan de hoogte van de tarieven. Op dit moment stelt de overheid zich neutraal op ten aanzien van welk type contract wordt gekozen door consumenten. Op basis van de Energiewet worden alle vergunning houdende leveranciers verplicht om zowel een variabel als een vast contract aan te bieden. Daarnaast moeten leveranciers die meer dan 200.000 klanten hebben dynamische contracten aanbieden. Het recht op een vast contract en een dynamisch contract komt vanuit EU-wetgeving. Het aandeel van dynamische contracten op de Nederlandse consumentenmarkt is de voorbije jaren gegroeid tot zo'n 5%, terwijl ruim de helft van de huishoudens een contract heeft afgesloten met een prijs die voor 1 jaar of langer vast staat. Dit fiche omschrijft de mogelijkheden om met overheidsbeleid actief te sturen op een hoger aandeel dynamische (elektriciteits)contracten en de verwachte gevolgen. Normering, zoals een minimumaandeel verkochte dynamische contracten, stuit op bezwaren in Europese regelgeving, nog los van de vraag of het wenselijk is. Een mogelijke heffing op vaste en variabele contracten is vanuit uitvoeringsperspectief momenteel niet aantrekkelijk. Daarom richt dit fiche zich op twee maatregelen: 1. Verbeteren van informatievoorziening dynamische contracten. 2. Subsidie voor energieleveranciers om afname dynamische contracten te vergroten
RATIONALE	*Systeemkosten elektriciteitsproductie en dynamische contracten* • Dynamische contracten zijn op de lange termijn gunstiger geprijsd dan vaste en variabele elektriciteitscontracten. Vanwege de dynamische tarieven hoeft een leverancier geen risicopremie door te berekenen, hogere (en lagere) prijzen worden direct doorberekend aan de klant. • Het beter laten aansluiten van de vraag op het aanbod kan in beperkte mate bijdragen aan lagere kosten voor de systeemkosten van elektriciteitsproductie. Dit kan via het sneller aanpassen van het energieverbruik, maar ook via opslag (batterijen, waterstof) en import en export. • De afstemming van vraag en aanbod via prijsprikkels is in beginsel economisch optimaal. Het vergt geen ad hoc keuzes over wie elektriciteit verbruikt of opslaat, maar laat gebruikers (consumenten, bedrijven) zelf bepalen welke beslissing het beste bij hun situatie past. Om huishoudens te laten reageren op prijzen, moeten zij echter wel de prijsprikkels ervaren, en de mogelijkheid hebben hun energieverbruik hierop aan te passen. • Een groter aandeel dynamische contracten onder huishoudens kan een prikkel geven aan de markt om innovaties in flexibele apparatuur te

bewerkstelligen. Hierdoor kunnen huishoudens meer profiteren van dynamische contracten. Ook kan dit soort apparatuur mogelijkerwijs gebruikt worden om netcongestie tegen te gaan wanneer ze minder vermogen verbruiken op het moment dat congestie ontstaat (in specifieke wijken). Dit vergt aanvullend beleid.

- Hoewel intuïtief een betere afstemming van vraag en aanbod positief lijkt voor netcongestievermindering, hoeft dit niet het geval te zijn. CE Delft heeft de effecten van een hoger aandeel dynamische contracten op netcongestie in het laagspanningsnet onderzocht en dynamische contracten blijken op zichzelf geen positief effect te hebben op netcongestie.[83]
- Bij een hoger aandeel dynamische contracten in 2030 en 2040 wordt namelijk een toename in de piekbelasting verwacht, en hoewel dit niet vaak voorkomt kan dit in wijken zorgen voor extra netcongestie. Dit komt doordat er *lokaal* extra vraag kan zijn ten tijde van een hoog aanbod door bijvoorbeeld veel wind in de avonduren (en dus een lage prijs).
- In combinatie met inzet van netbeheerders op maatregelen om energieverbruik van flexibele apparaten te beperken ten tijde van piekbelasting, en mogelijke toekomstige veranderingen in de systematiek van nettarieven (zoals *time of use*), is het totale effect op netcongestie minder zeker (positief of negatief). Stimulering van dynamische contracten dient daarom hand in hand te gaan met maatregelen om netcongestie te voorkomen.
- De doeltreffendheid t.a.v. netcongestie op de korte termijn van dit voorstel moet vergeleken worden met andere fiches, zoals dynamische nettarieven en de mogelijkheid voor netbeheerders om te sturen achter de meter. Wel is het zo dat de mogelijke innovaties in flexibele apparatuur potentie kunnen hebben om netcongestie te verminderen.

Stimuleren dynamische contracten

- Energieleveranciers bieden momenteel contracten aan met dynamische, variabele en vaste tarieven. Bij vaste en variabele contracten is er meestal geen prikkel om energie te verbruiken wanneer het aanbod groot is, maar hebben consumenten meer zekerheid over hun energieprijs. Wel bestaan er constructies van bijvoorbeeld daluren, waarbij consumenten ’s nachts en in het weekend een lager (afgesproken) tarief betalen.
- Bij dynamische contracten is de prikkel om hun verbruik aan te passen aan het moment van opwekking er wel, omdat bij een hoog aanbod en lage vraag van energie de energieprijs laag ligt, en andersom. De energieprijs wordt een dag van tevoren per uur vastgesteld.
- Consumenten hebben een vrije keuze tussen een vast, variabel of dynamisch energiecontract. De voorkeur hangt af van hun risico-aversie en hun (financiële) mogelijkheden om (met apparaten) hun verbruik te spreiden. Wanneer zij niet bereid of in staat zijn het risico op grote prijsschommelingen te dragen, zouden zij beter kunnen kiezen voor een vast contract. Dit kan ook gelden voor huishoudens die niet de flexibiliteit hebben om hun energieverbruik aan te passen. Om die reden heeft de overheid in het verleden geen voorkeur uitgesproken voor vaste, variabele of dynamische contracten. Een passend contract hangt af van de persoonlijke situatie. Dat er aanbod moet zijn van verschillende contracttypen en dat consumenten hierbij een vrije keuze moeten hebben die past bij hun persoonlijke situatie, blijkt ook uit EU regelgeving.

[83] *CEDelft & Motivaction (2025). Dynamische elektriciteitscontracten en netcongestie*

EFFECTEN

Algemene effecten bij hoger marktaandeel dynamische contracten

- *Lagere totale kosten voor huishoudens met een dynamisch contract.* Dynamische contracten kunnen op individueel niveau een voordeel zijn voor huishoudens, nog zonder sturing op de elektriciteitsprijzen. Dit prijsvoordeel is gemiddeld zo'n 10 tot 15%. Voor huishoudens met een elektrische auto en warmtepomp is dit prijsvoordeel gemiddeld 20 tot 25%. In het beste geval kan een huishouden nog een extra 8% (of 4% in 2040) besparen bij flexibel gebruik.
- *Volatielere energiecontracten voor meer huishoudens.* Niet voor ieder huishouden is een dynamisch contract de juiste keuze. Huishoudens moeten het risico op een plotseling hogere energieprijs begrijpen en gelijk kunnen opvangen. Hiervoor is een financiële buffer nodig.
- *Betere aansluiting vraag en aanbod.* Dynamische contracten (real-time pricing) voor huishoudens en andere kleinverbruikers kunnen bijdragen aan de benodigde flexibiliteit in het elektriciteitssysteem. Huishoudens met vaste energieprijzen worden niet geprikkeld om hun energieverbruik op bepaalde momenten op de dag aan te passen (behalve met toepassing daluren). Voor de circa 3 miljoen huishoudens met zonnepanelen geldt dat deze vanaf 2027 wel een financiële prikkel hebben, omdat zij na het einde van de salderingsregeling uitsluitend bij het eigen verbruik van de opgewekte elektriciteit geen energiebelasting of btw hierover verschuldigd zijn.
- *De toepassing van dynamische contracten stimuleert de innovatie van en de vraag naar slimme apparaten (en vice versa).* Dynamische contracten zijn extra voordelig wanneer apparaten met een grote energievraag, zoals warmtepompen en EV's, kunnen anticiperen op energieprijzen. Met een vast contract maakt het voor huishoudens niet uit of apparaten 'slim' zijn. Daarnaast zal de toename in slimme apparaten in woningen huishoudens stimuleren om dynamische contracten af te sluiten om van het prijsvoordeel te kunnen profiteren. Zo biedt *Coolblue Energie* sinds eind 2024 een wasmachine aan waarmee consumenten gratis kunnen wassen tussen 12:00 en 15:00,[84] en worden ook slimme thuisbatterijen aangeboden die gebruik kunnen maken van lage prijzen. Ten slotte draagt een toename in slimme apparaten ook bij aan het verminderen van netcongestie in het geval dat netbeheerders achter de meter willen ingrijpen in crisissituaties (zie ook fiche 'flexibele vraag kleinverbruikers').
- *Zonder aanvullend beleid waarschijnlijk een verergering van netcongestie, met name op de korte termijn.* Onderzoek van CE Delft wijst uit dat een stijging van het aandeel contracten met dynamische leveringstarieven in een significant gedeelte van de wijken zal leiden tot een hogere netbelasting en meer congestieproblematiek. Tegelijkertijd benoemt de studie het belang van interactie met ander beleid om congestie tegen te gaan, zoals congestiemanagement op het laagspanningsnet. Dat zou de risico's op het beperkte aantal uren met een hogere piekbelasting moeten kunnen mitigeren, terwijl de mogelijke baten van dynamische contracten wel worden gerealiseerd.

Effecten van stimuleringsmaatregelen dynamische contracten

Dit fiche stelt twee manieren voor om het aandeel dynamische contracten te vergroten:

1. Verbeteren van informatievoorziening dynamische contracten.
2. Subsidie voor energieleveranciers om afname dynamische contracten te vergroten

[84] Coolblue Energie introduceert Gratis Wassen

1. Verbeteren van informatievoorziening dynamische contracten.

- Betere informatievoorziening over dynamische contracten bij huishoudens kan ervoor zorgen dat meer huishoudens hiervoor kiezen als hun voordelen groter zijn dan bij hun huidige contractvorm. Op dit moment is er bij veel huishoudens nog weinig bekend over dynamische contracten, voor wie ze bedoeld zijn en wat de baten en kosten zijn. Het aanbieden van dynamische contracten is wel al een Europese verplichting voor leveranciers met meer dan 200.000 klanten. Dit zijn in Nederland de 5 grootste leveranciers op een totaal van circa 60 op de consumentenmarkt actieve bedrijven. Ook zijn er diverse dynamische energieleveranciers actief in de Nederlandse markt die enkel dynamische contracten aanbieden.
- Vanuit de overheid kan een informatiecampagne worden opgezet om de voor- en nadelen van dynamische contracten verder te belichten, eventueel in samenwerking met energieleveranciers.
- Het ligt in de rede dat in eerste instantie met name huishoudens met tijd, middelen en kennis van de energiemarkt kunnen inspelen op dynamische contracten. Huishoudens moeten immers thuis zijn, of beschikking hebben over vooraf of op afstand in te stellen elektrische apparatuur.
- Dit kan betekenen dat in eerste instantie het vooral huishoudens met hogere inkomens profiteren van lagere energierekeningen.
- Dynamische contracten kunnen ook lastig zijn voor kwetsbare huishoudens. Zij hebben minder financiële ruimte en doenvermogen om met wisselende maandbedragen om te gaan. Voor hen is een dynamisch contract minder of niet geschikt.
- Ook kunnen huishoudens risico-avers zijn, en de voorkeur geven aan een contract met een vaste prijs. Het is echter aannemelijk dat huishoudens nog onvoldoende de baten van een dynamisch contract kunnen inschatten. Betere informatievoorziening heeft als doel dat huishoudens zowel de risico's als de voordelen van verschillende soorten contracten beter kunnen inschatten en vergelijken.
- Huishoudens kunnen het beste worden geïnformeerd op momenten waarop zij een nieuw contract kiezen.
- Onderzocht moet worden hoeveel en welk type huishouden kan inspelen op energiecontracten met een dynamisch tarief. Ook zal een dergelijke informatiecampagne nog een preciezere verkenning nodig hebben wat de precieze boodschap moet worden, en wie dit overbrengt. In beginsel lijkt het logisch de boodschap te richten op consumenten met regelbaar vermogen.

2. Subsidie voor energieleveranciers om afname dynamische contracten te vergroten

Om tot een hoger aandeel dynamische contracten te komen, kunnen afspraken worden vastgelegd in een convenant met energieleveranciers i.c.m. een *lump sum* subsidie.

Het maken van zo'n afspraak kan via RVO en (bijvoorbeeld) Energie Nederland. Een convenant is niet juridisch afdwingbaar.

De vormgeving van de afspraken in het convenant kan energieleveranciers aanzetten om meer in te zetten op marketing, überhaupt te starten met het aanbieden van dynamische contracten, of contracten aantrekkelijker te prijzen. In de vormgeving van de subsidie moet ervoor gewaakt worden dat energieleveranciers een perverse prikkel hebben om contracten aan te bieden aan klanten voor wie dit geen verstandige contractvorm is. Dit kan door aan de voorkant een subsidiebedrag te betalen, en in het convenant afspraken te

	maken over de inzet van energieleveranciers. Daarmee is er niet direct een subsidie te verkrijgen door een extra dynamisch contract te verkopen.
RAND-VOORWAARDEN	*Betrokken partijen en draagvlak: Energieleveranciers, Rijk, ACM, RVO, Energie Nederland, Netbeheerders* • Meer inzet op informatievoorziening zal vermoedelijk op draagvlak kunnen rekenen, mits deze door de Rijksoverheid wordt gefinancierd. Niet alle leveranciers op de markt richten hun aanbod in gelijke mate op dynamische contracten. De grootste leveranciers (met meer dan 200 duizend afnemers) moeten op basis van de Elektriciteitsrichtlijn dynamische contracten aanbieden. • Een onafhankelijke partij die objectieve voorlichting kan verzorgen richting de relevante doelgroep zou als uitvoerder gezocht moeten worden. • Daarnaast is van belang om bij het stimuleren van dynamische contracten oog te houden voor het handelingsperspectief van huishoudens. Niet alle huishoudens hebben de mogelijkheid om volledig in te spelen op verschillende uurtarieven. Het is dan ook niet voor alle huishoudens het beste product. Kwetsbare huishoudens moeten hierover geïnformeerd worden, bijvoorbeeld via de woningcorporaties. De Consumentenwijzer van de ACM voorziet huishoudens nu al van informatie over de inhoud van energiecontracten en over hun wettelijke rechten als consument. *Regulering* *Subsidie voor energieleveranciers om afname dynamische contracten te vergroten* • Mogelijk is er een risico op staatssteun. Bij verdere verkenning dient er een staatssteun check gedaan te worden. • Het juridisch kader voor de elektriciteitsmarkt gaat uit van een concurrerende markt. Een subsidie voor dynamische contracten vormt een ingrijpen in de markt. *Uitvoering* *Verbeteren van informatievoorziening dynamische contracten* • Voor een informatiecampagne dient een uitvoerder gevonden te worden. Het Rijk heeft veel ervaring met het opzetten van publiekscampagnes. *Subsidie voor energieleveranciers om afname dynamische contracten te vergroten* • RVO geeft aan dat een algemene subsidie aan leveranciers om zich in te spannen voor meer dynamische contracten mogelijk is via een convenant. • Vanuit RVO is ervaring met dit soort constructies.
BUDGETTAIRE GEVOLGEN	• Verdere verkenning is nodig om tot de budgettaire gevolgen van een mogelijke informatiecampagne te komen. In beginsel zal dit niet om een structurele reeks gaan, en is maatvoering mogelijk op basis van hoe groot het opgezet wordt. • Voor de *lump sum* subsidie is verder overleg met RVO nodig om tot een bedrag te komen waarvoor we afspraken in een convenant met energieleveranciers opnemen. In beginsel zal dit niet om een structurele reeks gaan.
RELATIE TUSSEN BELEIDSOPTIES	Beleidsopties 5.1 t/m 5.11 vormen samen de mogelijkheden om de rekening van de benodigde elektriciteitsinfrastructuur anders te verdelen en horen bij hoofdstuk 5 van het rapport.

Oplegger beleidsopties verdelingsvraagstuk kosten huishoudens

Het is aan de politiek om te wegen of herverdeling wenselijk is. Herverdeling vindt op dit moment plaats via de jaarlijkse koopkrachtbesluitvorming. De stijging van de energierekening loopt daar nu al via de inflatie in mee. Herverdeling of compensatie kan via verschillende instrumenten plaatsvinden. Gezien de oploop van de netbeheerskosten en de daaraan gekoppelde focus van dit IBO op de elektriciteitsinfrastructuur lijkt het in de rede te liggen om allereerst naar mogelijkheden binnen de nettarieven te kijken. Aangezien de ACM de exclusieve bevoegdheid heeft om de hoogte van de nettarieven vast te stellen, worden hier ook andere instrumenten uitgewerkt op basis waarvan herverdeling mogelijk plaats kan vinden. Aanknopingspunten voor dergelijke instrumenten kunnen zowel binnen de energierekening liggen als binnen het inkomensdomein. Onderstaande figuur geeft een indeling van maatregelen weer op basis van die aanknopingspunten.

Domein	Maatregel
Ondersteuning o.b.v. uitsluitend laag inkomen	Koopkrachtbesluitvorming
	Energietoeslag via gemeenten
Verlaging energierekening generiek	Vast bedrag compensatie
	Verhoging belastingvermindering
Verlaging energierekening verbruiksafhankelijk	Verlaging EB schijf 1+2
Ondersteuning op o.b.v. laag inkomen en energierekening	Energiefonds
	Sociaal tarief

Elke maatregel kent voor- en nadelen. Er moet een weging gemaakt worden van onder meer de impact van de maatregel op koopkracht, gerichtheid op de doelgroep van huishoudens met een laag inkomen en relatief hoge energierekening, budgettaire kosten voor de overheid, complexiteit van de uitvoering en doenvermogen van huishoudens, en bijkomende effecten van een instrument zoals de competitieve werking van de energiemarkt als geheel. De maatregelen vormen daarmee samen een spectrum van mogelijke oplossingen. Geen enkele optie is perfect, maar samen bieden ze inzicht in mogelijke afruilen. In het kader van het IBO zijn drie maatregelen nader uitwerkt in fiches, namelijk het *Sociaal (leverings-)tarief introduceren (*beleidsoptie 5.4), het *Publiek Energiefonds oprichten* (beleidsoptie 5.5) en *Verhogen belastingvermindering of verlagen energiebelastingtarieven* (beleidsoptie 5.7). Deze fiches behelzen niet het hele scala aan opties, andere maatregelen zijn denkbaar. Het is echter gezien de scope van dit IBO niet mogelijk om alle mogelijkheden uit te werken. Hieronder volgen een aantal afwegingen per domein. Hierbij lijkt het Energiefonds op korte termijn kansrijker gezien het een van de voorstellen is die wordt overwogen in het traject van het *Social Climate Fund*. Bovendien is afgelopen jaren ervaring opgedaan met het opzetten van het Tijdelijk Noodfonds Energie. Het is aan de politiek te wegen welke optie de voorkeur verdient.

Ondersteuning o.b.v. laag inkomen

De hoogte van de energierekening wordt door het kabinet jaarlijks meegewogen in de bredere koopkrachtontwikkeling, via de inflatie. Daarmee kan een oploop van de gemiddelde energierekening voor kwetsbare koopkrachtgroepen gericht (naar inkomen) en relatief makkelijk worden ingepast. Ondersteuning van lage inkomens via inkomensbeleid houdt geen rekening met de woonsituatie, het daadwerkelijke energieverbruik of het energiecontract. Koopkrachtbeleid kan goed compenseren voor gemiddelde lage inkomenshuishoudens, maar daarbinnen niet voor specifieke groepen. TNO onderzoek laat zien dat een substantieel deel van de groep in

energiearmoede huishoudens betreft met een goed geïsoleerde woning maar een laag inkomen[85]. Voor die groep is het inkomensniveau bepalend voor het behoren tot de groep in energiearmoede. Een energietoeslag via gemeenten kan daarnaast een meer gerichte manier zijn om huishoudens met lage inkomens te ondersteunen. Bovendien kan dit complementair zijn aan andere ondersteuning voor dezelfde groep kwetsbare huishoudens.

Verlaging energierekening, generiek
Een vaste compensatie in de energierekening is minder gericht op betaalbaarheid van de energierekening van het individuele huishouden. Het voordeel is dat de marginale prikkel om energie te besparen in stand blijft en ook de prikkel om over te stappen op elektrificatie in stand blijft. Nadeel is dat deze compensatie in principe bij iedereen terecht komt, ook huishoudens (en eventueel bedrijven) die geen compensatie nodig hebben. Door de brede reikwijdte kan de maatregel duur zijn, met relatief weinig effect op het ondersteunen van huishoudens in energiearmoede.

Verlaging energierekening, verbruiksafhankelijk
Deze vorm van compensatie is gekoppeld aan het energieverbruik, waarbij een hoger verbruik en een hogere rekening zorgt voor een hoger compensatiebedrag. Hiermee zijn deze vormen van compensatie gerichter in het ondersteunen van huishoudens met de hoogste uitgaven. Een directe koppeling aan verbruik verlaagt de financiële motivatie om het energiegebruik te reduceren. Net als bij de generieke verlaging profiteren ook huishoudens die geen financiële nood hebben. Dit leidt tot een brede inzet van middelen zonder specifieke focus op huishoudens met lage inkomens of in energiearmoede.

Ondersteuning op energierekening o.b.v. laag inkomen of energiequote
Het voordeel van deze instrumenten is dat deze huishoudens met een laag inkomen gericht kunnen helpen de energierekening te verlagen, en rekening houden met het energiecontract en verbruik van een huishouden. Het Energiefonds draagt daarnaast bij aan een meer structurele oplossing door het ontzorgen van huishoudens bij het verduurzamen van de huizen van mensen in energiearmoede. De keerzijde van deze gerichtheid is dat de marginale prikkel om te besparen of verduurzamen juist wordt verlaagd, indien er geen basisvolume-grens aan gekoppeld wordt. Daarbij kennen beide instrumenten uitvoeringsuitdagingen die niet op korte termijn op te lossen zijn. Het sociaal tarief is daarnaast een directe ingreep in de prijsvorming op de energiemarkt.

[85] *'De Energiearmoedekloof in Nederland', TNO.*

Beleidsoptie 5.4 Introduceren sociaal (leverings-)tarief

OMSCHRIJVING	Het sociaal tarief voor elektriciteit en aardgas voor consumenten geeft een *permanent lager leveringstarief,* via de energieleverancier, aan een specifieke groep afnemers tot een bepaald inkomen, als korting op het reguliere tarief van een specifiek energiecontract. Een sociaal tarief heeft dus altijd een link met zowel het inkomen als de individuele energierekening. Voor deze beleidsoptie wordt het sociaal tarief aangehouden zoals ook door de ACM omschreven: *energieleveranciers krijgen een verplichting om aan een specifieke groep consumenten energie te leveren tegen een vastgestelde maximumprijs. Het verschil met de marktprijs krijgen zij vergoed door de overheid*[86] [87]*.* Een sociaal tarief beoogt een groep huishoudens te helpen met een laag inkomen en een hoge energierekening, die niet ook al via koopkrachtmaatregelen bereikt worden. De invoering van het sociaal tarief vereist een aantal stappen met meerdere (hoofd)uitvoerders. Een groot deel van de beoogde doelgroep bevindt zich achter een blokaansluiting en kan niet worden bereikt met een sociaal tarief/energiefonds. Daarnaast zijn er de bekende risico's die verbonden zijn aan inkomensafhankelijke regelingen en het koppelen van diverse (basis)registraties. In eerdere trajecten is geconstateerd dat de juridische en uitvoeringstechnische risico's van oplossingen voor blokaansluitingen dusdanig groot zijn, dat er vooralsnog geen zicht is op een uitvoerbare oplossing. Gewogen moet worden of de uitvoeringsproblematiek en ingreep in de marktwerking proportioneel zijn in verhouding tot de groep die met deze maatregel kan worden bereikt.
RATIONALE	• De verwachting is dat de komende jaren de energierekening zal stijgen, door een stijging van het nettarief. Een sociaal tarief bij de nettarieven is nu niet mogelijk. Het voorliggende sociaal tarief intervenieert daarom op het leveringstarief. De verwachting is echter dat het leveringstarief juist relatief stabiel blijft[88]. • Doorgaans spreken we van een (te) hoge energierekening wanneer een huishouden meer dan 10% van het besteedbaar inkomen aan energie uitgeeft. In 2023 waren er ca. 400.000 huishoudens in energiearmoede[89]. TNO onderzoek wijst uit dat 66% van deze groep in sociale huurwoningen woont. Dit zijn over het algemeen geïsoleerde woningen. • Het sociaal tarief biedt huishoudens prijszekerheid. Tegelijkertijd hindert het de concurrentie in de energiemarkt en ontbreken prikkels voor de afgebakende doelgroep om een voordelig energiecontract af te sluiten. Aan de aanbodzijde ontbreekt een prikkel om aan deze specifieke groep scherpe prijzen aan te bieden. Dit betekent dat sociaal tarief economisch inefficiënt is. Kwetsbare huishoudens stappen bovendien

[86] *'Beleidsopties voor aanpak energiearmoede bij kwetsbare huishoudens', ACM (link).*

[87] Een aantal andere Europese landen kennen een maatregel die zij een sociaal tarief noemen. Deze verschillen onderling echter wel van karakter en in de mate van uitvoerbaarheid. Zo kiest Griekenland voor een korting in de vorm van een absoluut bedrag. Er wordt dan dus niet ingegrepen in het leveringstarief. In Spanje krijgen huishoudens achteraf een deel van de energierekening terug. In beide gevallen gaat het dus niet om een sociaal tarief, maar om een subsidie op de energierekening die meer lijkt op de energietoeslag. België vergoedt het verschil tussen het leveringstarief en het laagste tarief in de markt. Dit heeft dus wel de vorm van een lager leveringstarief, maar deze variant is erg bewerkelijk in de uitvoering en biedt minder zekerheid voor huishoudens dan een jaarlijks vast sociaal tarief, zoals in het voorstel van de ACM. *Voor uitleg sociaal tarief in Griekenland, zie:* Social Domestic Tariff (www.gov.gr)*; Spanje zie:* Electricity Social Bonus and thermal Social Bonus | Endesa*. Uiteenzetting van de Belgisch sociaal tarief, zie:* Sociaal tarief voor energie (elektriciteit, aardgas, warmte) | Vlaanderen.b

[89] *'Energiearmoede in Nederland, 2019-2023', TNO (link). De energiequote is één van de indicatoren om energiearmoede te meten.*

	weinig over van leverancier, waardoor effectieve marktverstoring minder is. De ACM geeft aan dat er ook mogelijkheden zijn om deels prikkelwerking te behouden door volumegrenzen in te voeren. Dit beperkt dan weer het effect van het sociaal tarief, huishoudens betalen boven dat volume het reguliere tarief. • Budgettair gezien is dit een open einde regeling (zie ook budgettaire gevolgen) en kent het een hoog uitvoeringsrisico (zie randvoorwaarden).
EFFECTEN	Hoe het sociaal tarief wordt vormgegeven en hoe de doelgroep wordt afgebakend is bepalend voor het effect. De randvoorwaarden en verwachte effecten van deze maatregel zijn reeds onderzocht in het kader van de Energiewet[90]. De Tweede Kamer heeft een amendement dat een sociaal tarief mogelijk maakte verworpen bij de behandeling van de Energiewet in juni jl[91]. Om het sociaal tarief mogelijk te maken moet een nieuw wetstraject gestart worden om de in december jl. aangenomen Energiewet te wijzigen. • De doelgroep van deze maatregel betreft een specifieke groep huishoudens met een laag inkomen, die niet tegelijkertijd bereikt wordt met koopkrachtmaatregelen. TNO heeft becijferd dat het aantal huishoudens in energiearmoede ca. 400.000 bedraagt. Hiervan heeft 2/3e een pensioenuitkering of sociale uitkering. De koopkracht van die huishoudens wordt dus expliciet gewogen in de jaarlijkse koopkrachtbesluitvorming. Energiekosten is een onderdeel hiervan. De groep huishoudens die niet via bestaand koopkracht instrumentarium worden bereikt, maar toch wel in aanmerking zouden komen voor een sociaal tarief, is dus beperkt[92]. Gewogen moet worden of de uitvoeringsproblematiek en verstoring van de energiemarkt proportioneel is in verhouding met het voordeel voor deze beperkte groep. Voordeel is dat deze groep wel direct een verlichting op de energierekening ervaart en de steun met het individuele energieverbruik meebeweegt. • De ACM stelt dat kwetsbare huishoudens minder vaak toekomen aan overstappen waardoor het sociaal tarief de marktwerking in de energiemarkt naar verwachting maar beperkt beïnvloed. Hier staat tegenover dat aan de aanbodzijde een prikkel ontbreekt om aan deze groep scherpe prijzen aan te bieden en mogelijk juist inzetten om deze doelgroep te bereiken. • Energieleveranciers moeten extra kosten maken voor de inregeling van het sociaal tarief, voor verslaglegging en voor een overwinstentoets. Ervaring met het prijsplafond leert dat dit met name voor middelgrote tot kleinere leveranciers een forse investering kan zijn, en een toetredingsbarrière kan vormen voor nieuwe toetreders. Dit kan in strijd zijn met de Europese voorwaarde dat een maatregel niet discrimineert tussen marktpartijen. Voor de ACM kan een rol zijn weggelegd om de marktwerking en compensatie van energieleveranciers te toetsen[93]. • Een deel van de huishoudens heeft geen of een beperkte prikkel om op zoek te gaan naar een meer passend energiecontract, of energie te besparen waardoor meer netcongestie kan komen. Ook lijken mogelijkheden voor deze groep om zelf te verduurzamen beperkt,

[90] *Kamerstuk: Tweede Kamer, vergaderjaar 2023–2024, 36 378, nr. 43 14.*

[92] *TNO heeft becijferd dat het aantal huishoudens in energiearmoede ca. 400.000 bedraagt. Hiervan heeft 2/3e een pensioenuitkering of sociale uitkering. De koopkracht van deze huishoudens wordt expliciet gewogen in de jaarlijkse koopkrachtbesluitvorming. Energiekosten worden daarin meegenomen.*

[93] *'Beleidsopties voor aanpak energiearmoede bij kwetsbare huishoudens', ACM (link).*

	bijvoorbeeld omdat zij in een huurwoning wonen en voor verduurzaming ook afhankelijk zijn van de verhuurder. • Een belangrijk nadeel is dat er om huishoudens achter een blokaansluiting te bereiken aanvullend beleid nodig is. Het sociaal tarief kan deze groep moeilijk bereiken. Uit recent onderzoek blijkt dat er bijna 700.000 woningen met een blokaansluiting zijn (406.00 alléén blokverwarming, 134.000 alléén blokelektriciteit, en 156.000 zowel blokverwarming als blokelektriciteit) en dat juist huishoudens met blokverwarming (562.000) bijzondere aandacht verdienen voor wat betreft energiearmoede[94]. Het sociaal tarief kan deze kwetsbare groep moeilijk bereiken, wat betekent dat het instrument slechts beperkt doeltreffend is.
RAND-VOORWAARDEN	De invoering van een sociaal tarief voor een specifieke doelgroep zou een verstrekkende ingreep op de markt zijn. Het is complex waar het gaat om afbakening van de doelgroep, verantwoordelijkheid voor de uitvoering, betrouwbaarheid en effectiviteit. Hierbij zou de te verwachten effecten moeten worden gewogen in combinatie met de en juridische haalbaarheid van dit instrument en uitvoeringsproblematiek. Een sociaal tarief beoogt een groep huishoudens te helpen met een laag inkomen en een hoge energierekening. Een afbakening omvat zowel een inkomensgrens als een hoogte van de energie-inkomensquote. Daarnaast kunnen aanvullende criteria gelden, zoals de energetische kwaliteit van de woning, vermogen, of wel of juist niet uitkeringsgerechtigd zijn. Er zijn verschillende manieren denkbaar om de koppeling tussen energierekening en inkomen te maken, elk met zijn eigen voor- en nadelen. In geen geval worden alle huishoudens binnen de doelgroep bereikt[95]In theorie zou de uitvoering als volgt kunnen verlopen: 1) Energieleveranciers sturen de adressenlijst van contractanten door naar een hoofduitvoerder. De hoofduitvoerder ontvangt die adressen en koppelt ze aan de BSN-nummers ingeschreven op dat adres op basis van de BAG en BRP. Op deze manier wordt voorkomen dat energieleveranciers inkomensgegevens van huishoudens ontvangen. 2) Vervolgens zouden de BSN-nummers worden doorgegeven aan de Belastingdienst om het huishoudinkomen te berekenen op basis van een daartoe opgestelde definitie[96]. Wanneer er ook aanvullende criteria worden gesteld aan de afbakening van de doelgroep moet danwel de Belastingdienst, danwel een andere uitvoerder deze informatie koppelen. Dit vergt mogelijk ook een extra stap bij een andere uitvoeringsorganisatie, zoals het UWV. 3) Deze informatie wordt doorgegeven aan de hoofduitvoerder. Die zou de adressen van huishoudens die in aanmerking komen voor het sociaal tarief moeten koppelen aan de relevante energieleverancier. 4) Energieleveranciers rekenen voor die aansluitingen een korting op de energierekening.

[94] *ABF Research, 'Blokaansluitingen', i.o.v. het Ministerie van Financiën, september 2024.*
[95] *Bij blokaansluitingen is de energiecontractant vaak niet de bewoner, en is er geen energierekening direct aan een specifieke bewoner toe te kennen. Complicerende factor is dat ook bedrijven met een kleine energieaansluiting onderdeel kunnen zijn van de blokaansluiting. Op dit moment is er geen manier om deze uit te sluiten.*
[96] *De Belastingdienst beschikt nu niet over huishoudinkomens. Ten behoeve van de regeling zou een huishoudinkomen moeten worden samengesteld. Daartoe zou de samenstelling van het huishouden uit de BRP gebruikt moeten worden.*

5) Leveranciers geven bij de overheid het verschil op en moeten aantonen, bijvoorbeeld middels een overwinstentoets, dat zij hierop geen extra marge ontvangen[97].

Er zal moeten worden bezien welke publieke organisatie dit zou kunnen uitvoeren.

Energieleveranciers zijn essentieel voor de uitvoering van deze regeling. Zij moeten investeren om hun systemen aan te passen, en moeten voortdurend helpen monitoren of huishoudens nog steeds in aanmerking blijven voor het sociaal tarief. Ook moet hun facturering worden aangepast en moeten leveranciers verantwoording afleggen over het van de overheid te ontvangen bedrag. Omdat huishoudens die in aanmerking komen voor het sociaal tarief bij elke leverancier kunnen zitten, moet elke leverancier meedoen. Ervaring met het prijsplafond leert dat met name voor middelgrote en kleinere leveranciers dit relatief forse kosten oplevert.

De vormgeving in de praktijk kent aanvullende juridische stappen en brengt grote uitvoeringsrisico's met zich mee.

1. Het sociaal tarief vraagt om een koppeling van privacygevoelige informatie, inclusief informatie over inkomen, energierekening en eventueel aanvullende informatie over uitkering, woning en gezondheid. Een wettelijke basis voor dergelijke privacygevoelige informatie-uitwisseling ontbreekt vooralsnog. Het delen van inkomensgegevens door overheidspartijen zoals de Belastingdienst met een hoofduitvoerder of (private) uitvoerende partij is momenteel niet mogelijk vanwege de fiscale geheimhoudingsplicht. Aanpassing zou een wetgevingstraject vergen, met een langjarige doorlooptijd;
2. De matching tussen contractant (van de energienota) en het inkomen is complex en voor collectieve aansluitingen onmogelijk. Het opgetelde inkomen van bewoners op een adres is mogelijk niet goed toepasbaar omdat er geen één-op-één koppeling is tussen de aansluiting van de energiemaatschappij en de inkomens van de bewoners (de contractant is niet altijd de bewoner).. Bij collectieve aansluitingen zoals blokverwarmingen is dit vrijwel onmogelijk; sommige bewoners kunnen wel recht hebben op een sociaal tarief, de andere niet. Huurders betalen bv. wel energielasten, maar zijn niet altijd contractant.
3. De benodigde inkomenstoets is alleen mogelijk op basis van vastgestelde inkomensgegevens (t-2). Er is een aanvullende vangnetregeling noodzakelijk voor gevallen die afwijken van hun (t-2)-gegevens. Of iemand in aanmerking komt voor een verlaagd leveringstarief, kan dus pas twee jaar later definitief worden vastgesteld en is in een substantieel aantal gevallen langer. De aangifte inkomstenbelasting van iedere Nederlander die belastingplichtig is kan tot vijf jaar na het betreffende kalenderjaar worden vastgesteld.
4. Prijsinterventie is volgens de Europese richtlijnen alleen toegestaan voor huishoudens, de implementatie vereist dus dat zakelijke afnemers met kleinverbruikersaansluiting uitgesloten kunnen worden. Mogelijk ontstaan ook complexe situaties rondom bedrijven aan huis. Energieleveranciers kunnen nu en in de voorziene toekomst het onderscheid niet maken;
5. De implementatie moet plaatsvinden in de systemen van de energieleveranciers en de regeling moet voor alle leveranciers uitvoerbaar zijn om non-discriminatoir te zijn;

[97] *ACM stelt expliciet dat het niet mogelijk is om energieleveranciers te dwingen verlieslatende klanten aan te nemen, 'Beleidsopties voor aanpak energiearmoede bij kwetsbare huishoudens', ACM (*link*).*

	5. Iedere vorm van prijsinterventie brengt risico's op marktverstoring met zich mee en is daarom bij voorkeur tijdelijk. Daarnaast is controle op eventuele overwinsten bij energieleveranciers pas achteraf mogelijk; 7. Er moet een Europese staatssteuntoets plaatsvinden omdat er sprake is van interventie in de prijsvorming op de energiemarkt. Artikel 5 van de Europese Elektriciteitsrichtlijn voor prijsinterventie vereist dat een wettelijke grondslag om in te grijpen in de prijs voor elektriciteit of gas tijdelijk is en beperkt wordt tot een afgebakende groep energiearme of kwetsbare huishoudens. Het sociaal tarief voldoet op voorhand niet aan deze criteria.
BUDGETTAIRE GEVOLGEN	Deze vormgeving van de maatregel heeft het karakter van een budgettaire *open-einde-regeling*: het verschil tussen een individueel energiecontract van een huishouden en het vastgestelde sociale tarief wordt vergoed. Kosten hangen dus sterk af van de door de energieleverancier gerekende leveringskosten. Daarnaast ook van het verbruik van huishoudens. Huishoudens hebben geen prikkel om een prijsconcurrerend contract af te sluiten. De ACM heeft aangegeven dat deze prikkelwerking in stand kan worden gehouden door volumegrenzen toe te voegen aan het sociaal tarief. Dit maakt het sociaal tarief complexer maar zorgt er wel voor dat de prikkelwerking wordt behouden en beperkt het budgettaire risico. *Uitvoeringskosten* worden gemaakt door alle betrokken uitvoerende instanties, in ieder geval de Belastingdienst en ACM, en alle energieleveranciers. Ervaring bij het prijsplafond leert dat de kosten bij energieleveranciers fors kunnen oplopen en door middelgrote en kleinere leveranciers moeilijk te dragen zijn.
RELATIE TUSSEN BELEIDSOPTIES	Beleidsopties 5.1 t/m 5.11 vormen samen de mogelijkheden om de rekening van de benodigde elektriciteitsinfrastructuur anders te verdelen en horen bij hoofdstuk 5 van het rapport. Deze maatregelen moeten gewogen worden op hun vermogen om de doelgroep doelgericht te bereiken, hun juridische en uitvoeringsproblematiek, budgettaire gevolgen, en onbedoelde effecten zoals inperking van marktwerking.

Beleidsoptie 5.5 Oprichten publiek energiefonds

OMSCHRIJVING	Met een publiek Energiefonds kan de Rijksoverheid kwetsbare huishoudens ondersteunen met het betalen van de energierekening. Huishoudens uit de doelgroep kunnen een aanvraag voor een tegemoetkoming doen in hun energiekosten. In dit fiche wordt daarvoor als uitgangspunt dezelfde doelgroep gehanteerd als bij het Tijdelijk Noodfonds Energie zoals dat er in 2023 en 2024 was: huishoudens met een inkomen tot maximaal 200% van het sociaal minimum en een energiequote (het percentage van het inkomen dat aan energiekosten wordt besteed) van minimaal 8%-10%. Andere afbakeningen zijn mogelijk. Om daarbij wel zicht te bieden op een structurele oplossing voor energiearmoede, beoogt het Energiefonds ook te borgen dat energiearme bewoners met een lage energetische kwaliteit actief worden begeleid en de weg worden gewezen naar bestaande instrumenten zoals subsidies, het Warmtefonds en lokale initiatieven van gemeenten, energieloketten en woningcorporaties, om duurzame verbeteringen te realiseren. Een groot deel van de beoogde doelgroep bevindt zich achter een blokaansluiting en kan niet worden bereikt met een sociaal tarief/energiefonds. In eerdere trajecten is geconstateerd dat oplossingen voor blokaansluitingen gepaard gaan met aanzienlijke juridische en uitvoeringstechnische uitdagingen. Momenteel wordt verkend op welke wijze huishoudens achter een blokaansluiting een aanvraag zouden kunnen indienen. Dit onderzoek bevindt zich nog in een verkennende fase en kent diverse aandachtspunten. Mocht dit geen haalbare oplossing blijken, dan kan onderzocht worden welke alternatieve mogelijkheden er zijn om deze huishoudens te bereiken of op een andere wijze tegemoet te komen. Daarnaast zijn er de bekende risico's die verbonden zijn aan inkomensafhankelijke regelingen en het koppelen van diverse (basis)registraties. Gewogen moet worden of de uitvoeringsproblematiek en ingreep in de marktwerking proportioneel zijn in verhouding tot de groep die met deze maatregel kan worden bereikt.
RATIONALE	• De verwachting is dat de komende jaren de energierekening zal stijgen, door een stijging van het nettarief. Dit brengt uitdagingen mee voor de betaalbaarheid en draagbaarheid, vooral voor huishoudens met beperkte financiële ruimte. Lage-inkomenshuishoudens, die vaak weinig mogelijkheden hebben om hun energieverbruik te verminderen, komen hierdoor financieel in de knel. • Doorgaans spreken we van een (te) hoge energierekening wanneer een huishouden meer dan 10% van het besteedbaar inkomen aan energie uitgeeft. In 2023 waren er ca. 400.000 huishoudens in energiearmoede[98]. • Een energiefonds biedt verlichting van de energierekening voor de meest kwetsbare huishoudens, die hun woning bijvoorbeeld nog niet hebben kunnen verduurzamen. • Verduurzaming van de woning biedt (een deel van een) structurele oplossing voor dit probleem. Een goed geïsoleerde woning maakt huishoudens minder vatbaar voor (fluctuaties in) energieprijzen. • Via ontzorging, begeleiding en doorverwijzing helpt het fonds energiearme huishoudens bij verduurzaming, zodat de betaalbaarheid van de energierekening ook structureel wordt geborgd en ze beter mee kunnen in de energietransitie.

[98] *'Energiearmoede in Nederland, 2019-2023', TNO (link). De energiequote is één van de indicatoren om energiearmoede te meten.*

EFFECTEN	• De groep huishoudens die niet via bestaand koopkrachtinstrumentarium wordt bereikt, ervaart direct een verlichting op de energierekening, waardoor zij meer grip krijgen op hun maandelijkse lasten en minder kwetsbaar zijn voor stijgende energieprijzen. Bovendien beweegt de steun mee met het individuele energieverbruik mee. Dit compenseert deels voor een lage energetische kwaliteit van woningen van sommige huishoudens. • Een bijdrage in de energiekosten verlaagt de prikkel om zuinig om te gaan met energie. De vraag naar elektriciteit kan zodoende toenemen, waardoor het elektriciteitsnet zwaarder wordt belast. De mate waarin dit gebeurt, hangt af van de vormgeving van de regeling en de gedragseffecten van huishoudens. • Verlichting van de energierekening heeft daarnaast als keerzijde dat de prikkel om op zoek te gaan naar een meer passend (goedkoper) energiecontract of te verduurzamen afneemt. Wel stelt de ACM dat kwetsbare huishoudens minder vaak toekomen aan overstappen. Ook lijken mogelijkheden voor deze groep om zelf te verduurzamen beperkt, bijvoorbeeld omdat zij in een huurwoning wonen en voor verduurzaming ook afhankelijk zijn van de verhuurder. • Het ontzorgen en coachen van kwetsbare huishoudens bij verduurzaming, gecombineerd met een energiefonds dat inkomensondersteuning en verduurzamingshulp biedt, helpt hen financiële drempels en kennisachterstand te overwinnen. Dit vergroot de kans dat zij de stap naar duurzamer wonen zetten, structureel lagere energiekosten ervaren en zelfredzamer worden, waardoor ze niet achterblijven in de energietransitie en sociale rechtvaardigheid wordt bevorderd. • Een belangrijk nadeel is dat om huishoudens achter een blokaansluiting te bereiken aanvullend beleid nodig is. Uit recent onderzoek blijkt dat er bijna 700.000 woningen met een blokaansluiting zijn (406.00 alléén blokverwarming, 134.000 alléén blokelektriciteit, en 156.000 zowel blokverwarming als blokelektriciteit) en dat juist huishoudens met blokverwarming (562.000) bijzondere aandacht verdienen voor wat betreft energiearmoede[99]. Het energiefonds kan deze kwetsbare groep moeilijk bereiken, wat betekent dat het instrument slechts beperkt doeltreffend is. • Voor het noodfonds 2024 werd de doelgroep bepaald door een inkomen van maximaal 200% van het sociaal minimum en een energiequote van minimaal 8%-10%. Het totaal aantal huishoudens in energiearmoede komt volgens deze definitie uit op 400.000. Voor een nieuw energiefonds kunnen de parameters opnieuw worden vastgesteld om de groep die in aanmerking komt voor het energiefonds en de mate van tegemoetkoming ie zij ontvangen af te bakenen. De gekozen parameters in 2024 waren niet toereikend om alle huishoudens die recht hebben op ondersteuning daadwerkelijk te helpen. Vorig jaar konden circa 110.000 huishoudens worden bereikt, terwijl ongeveer 400.000 huishoudens in aanmerking kwamen voor deze hulp. • De maatregel is erop gericht dat huishoudens zelf de aanvraag indienen, dit is lang niet altijd het geval. Hiermee verliest de maatregel deels aan effectiviteit.
RAND-VOORWAARDEN	*Ruimtelijke ordening/energieplanologie* Het energiefonds heeft in principe geen directe invloed op de ruimtelijke ordening, aangezien het gericht is op de financiële ondersteuning van huishoudens bij de energierekening en warme doorgeleiding naar verduurzaming.

[99] *ABF Research, 'Blokaansluitingen', i.o.v. het Ministerie van Financiën, september 2024.*

Betrokken partijen en draagvlak
De Belastingdienst speelt een sleutelrol in de uitvoering van het Energiefonds, aangezien zij inkomensgegevens beschikbaar kunnen stellen om te bepalen welke huishoudens in aanmerking komen voor ondersteuning.

Bij de keuze voor een uitvoerder moet rekening gehouden worden met dat bij één partij zowel inkomensgegevens als gegevens over de hoogte van de energierekening samengebracht moeten worden. Geen van de partijen die (indirect) over inkomensgegevens beschikt, beschikt over gegevens van energierekeningen.

In een eerste verkenning is duidelijk geworden dat bij de Belastingdienst zorgen zijn over de complexiteit van de maatregel. Het gaat om het koppelen van verschillende gegevens uit diverse (basis)registraties (waaronder inkomens-, huishoudens, en energieverbruiksgegevens), niet al deze gegevens zijn altijd voldoende actueel en daarmee koppelbaar.

Regulering
Bij een publieke variant van het energiefonds is het van belang dat er een publieke uitvoerder is, die ook een wettelijke taak krijgt om dit uit te voeren. Er is vooralsnog geen uitvoerder die hier de juiste wettelijke taak voor heeft. Daarnaast dient er de juiste juridische onderbouwing te zijn voor de gegevensdeling. Er dient een koppeling te worden gemaakt tussen de inkomensgegevens vanuit de Belastingdienst en de energiegegevens vanuit energieleveranciers. Een wettelijke basis voor dergelijke gegevensuitwisseling ontbreekt vooralsnog.

Om te voorkomen dat mensen worden gekort op hun bijstandsuitkering wanneer zij steun ontvangen uit het Energiefonds, is een aanpassing in de Participatiewet (P-wet) noodzakelijk. Deze aanpassing moet expliciet bepalen dat financiële ondersteuning via het Energiefonds niet wordt beschouwd als inkomen of vermogen bij de beoordeling van het recht op bijstand. Hiermee wordt voorkomen dat kwetsbare huishoudens ontmoedigd worden om gebruik te maken van de regeling, omdat ze er onder de streep financieel niets mee opschieten. De gemiddelde doorlooptijd voor een wetstraject is 2 jaar.

Uitvoering
- Voor het energiefonds dient er een uitvoerder te worden gezocht.
- Daarnaast dient een publieke uitvoerder te voldoen aan meer eisen en zal dit leiden tot extra uitvoeringslast. Een koppeling aan verduurzamingstraject dient nog verder te worden uitgewerkt.
- Het vinden van een geschikte publieke uitvoerder blijkt echter complex en is een essentiële voorwaarde voor deze start. Extra inzet en versnelling van het proces zijn nodig om dit te realiseren.
- Er zijn vier categorieën publieke uitvoerders denkbaar. Deze worden onder de toelichting nader toegelicht.
    1. Stichting Tijdelijk Noodfonds Energie een wettelijke taak geven en zo rechtmatig inkomensgegevens kunnen delen.
    2. Een uitvoerder van SZW (UWV of SVB), die al inkomensgegevens ontvangt van de Belastingdienst.
    3. Een uitvoerder van FIN (Belastingdienst of Dienst Toeslagen) die zelf inkomensgegevens hebben.
    4. Een uitvoerder van VRO (RVO) die geen directe toegang heeft tot inkomensgegevens.

Juridische risico's, privacy en staatssteun

De vormgeving in de praktijk kent aanvullende juridische stappen en brengt risico's met zich mee. Door de juridische en uitvoeringsproblematiek gaat inregeling op zijn minst jaren duren. Kort gezegd is de vraag of onderstaande bezwaren opwegen tegen de mogelijke voordelen van dit instrument.

1. Het oprichten van een publiek Energiefonds vraagt om een koppeling van privacygevoelige informatie, inclusief informatie over inkomen, energierekening en eventueel aanvullende informatie over uitkering, woning en gezondheid. Een wettelijke basis voor dergelijke privacygevoelige informatie-uitwisseling ontbreekt vooralsnog. Het delen van inkomensgegevens door overheidspartijen zoals de Belastingdienst met een (private) uitvoerende partij is momenteel niet mogelijk vanwege de fiscale geheimhoudingsplicht. Dit zou aangepast moeten worden, wat minimaal een jaar kost;
2. De matching tussen contractant (van de Energienota) en het inkomen is complex en voor collectieve aansluitingen onmogelijk. Het opgetelde inkomen van bewoners op een adres is mogelijk niet goed toepasbaar omdat er geen één-op-één koppeling is tussen de aansluiting van de energiemaatschappij en de inkomens van de bewoners (de contractant is niet altijd de bewoner). Eventuele aansluiting bij bijvoorbeeld het BSN-register zou hier een oplossing voor kunnen bieden, maar ook hier zijn er zorgen omtrent bijvoorbeeld fraude. Bij collectieve aansluitingen zoals blokverwarmingen is dit vrijwel onmogelijk; zij hebben namelijk gezamenlijk één energieaansluiting per complex en sommige bewoners kunnen wel recht hebben op een sociaal tarief, de andere niet. Huurders betalen bv. wel energielasten, maar zijn niet altijd contractant. De verwachte grote hoeveelheden datafouten, mismatches, verouderde gegevens, etc. moeten kunnen worden gecorrigeerd, omdat huishoudens anders buiten de boot vallen;
3. De benodigde inkomenstoets is alleen mogelijk op basis van vastgestelde inkomensgegevens (t-2). Er is een aanvullende vangnetregeling noodzakelijk voor gevallen die afwijken van hun (t-2)-gegevens. Of iemand in aanmerking komt voor een verlaagd leveringstarief, kan dus pas twee jaar later definitief worden vastgesteld. De aangifte inkomensbelasting van iedere Nederlander die belastingplichtig is, wordt in de meeste gevallen twee jaar na het kalenderjaar in kwestie definitief vastgesteld, dit kan echter tot 5 jaar duren plus eventueel uitstel. Deze problematiek is vergelijkbaar met hoe toeslagen op dit moment worden berekend en uitgekeerd;
4. Alle energieleveranciers moeten in staat zijn om de regeling op een uniforme en non-discriminatoire wijze toe te passen. Dit vraagt aanpassingen in hun factureringssystemen en operationele processen. Momenteel wordt geraamd dat hiervoor bij de energieleveranciers enkele miljoenen aan uitvoeringskosten nodig is, mede omdat er op dit moment veel handmatig werk nodig is bij het controleren en verwerken van gegevens;
5. Zonder een duidelijke afbakening en tijdelijke beperking zou het Energiefonds mogelijk in strijd zijn met deze richtlijnen. Een Europese toets op staatssteun is noodzakelijk om het fonds juridisch houdbaar te maken;
6. Een publieke variant van het energiefonds mag geen op=op-regeling zijn, omdat het risico zeer aannemelijk is dat de beschikbare middelen niet toereikend zullen zijn om de regeling het hele jaar open te houden.
7. Voor een publiek Energiefonds geldt dat de middelen die huishoudens krijgen vanuit een energiefonds uitgezonderd zullen moeten worden

onder artikel 31 van de Participatiewet. Dit houdt in dat middelen vanuit een energiefonds niet worden verrekend met de middelen uit de bijstand voor bijstandsgerechtigden.

BUDGETTAIRE GEVOLGEN

Indien met dit fonds de gehele doelgroep geholpen moet worden, zal het benodigde bedrag sterk afhankelijk zijn van de energieprijs:

- Bij een midden energieprijs bedraagt de totale energiearmoedekloof circa €250 miljoen per jaar.
- Bij een lage energieprijs is dit ongeveer €117 miljoen per jaar.
- Bij een hoge energieprijs loopt de kloof op naar circa €678 miljoen per jaar. [100]

Budgettaire tabel:

x €1 mln		T+1	T+2	T+3	T+4	*Struc in*
Regeling	0	250	250	225	225	
Uitvoeringskosten	0	31	31	29	29	
Totaal	0	281	281	254	254	

Vervolg tabel 2030 – 2035

x €1 mln	T+5	T+6	T+7	T+8	T+8	T+9	*struc*
Regeling	200	175	150	125	100	75	0
Uitvoeringskosten	26	24	22	20	19	18	0
Totaal	226	199	172	145	119	93	0

- Bovenstaande tabel geeft aan hoeveel budget er nodig is om de volledige energiearmoedekloof bij een gemiddelde energieprijs en de doelgroep volgens huidige parameters aan te pakken. Ook blokaansluitingen zijn meegenomen in dit budget. Het bedrag loopt af van 281 mln euro in 2026 tot 93 mln euro in 2035, en structureel 0. Hierbij is ervan uitgegaan dat doormiddel van verduurzaming de energiearmoedekloof over tijd afneemt waardoor het benodigde budget voor het energiefonds ook over tijd afneemt.
- Hierbij is geen rekening gehouden met gedragseffecten (energiefonds verkleint de prikkel zuinig te zijn met energie en leidt daarmee tot meer energievraag). Een goede vormgeving van de maatregel, met behoud van prikkelwerking aan de marge, is van belang om gedragseffecten te beperken.
- Voor een nieuw energiefonds kunnen de parameters opnieuw worden vastgesteld om de groep die in aanmerking komt voor het energiefonds af te bakenen. Worden de parameters zo afgesteld dat de doelgroep kleiner wordt dan valt het benodigde budget ook lager uit.
- Het is nog onzeker of het mogelijk is om blokaansluitingen te ondersteunen via een energiefonds. Mocht dit niet mogelijk zijn dan zou het benodigde budget lager uitvallen. Hiernaast kan de invoering van de

- [100] https://publications.tno.nl/publication/34643138/yulKz7av/TNO-2024-R11693.pdf De lage, midden- en hoge scenario's zijn gebaseerd op historische en verwachte marktontwikkelingen. Het lage scenario weerspiegelt de stabiele lage prijzen van 2020, het hoge scenario de prijspieken van eind 2022 door onzekerheden rond de oorlog in Oekraïne. Het middenscenario is een gemiddelde verwachting voor 2025-2040, gebaseerd op PBL-voorspellingen met een beperkte bandbreedte."

	regeling langer op zich laten wachten vanwege de eerder omschreven juridische en uitvoeringstechnische risico's. Het energiefonds voldoet qua doelstelling en vormgeving mogelijk aan de voorwaarden van het Europese *Social Climate Fund*. De SCF-gelden voor inkomensondersteuning en verduurzaming via het energiefonds bedragen maximaal € 960 miljoen waarvan € 720 miljoen EU-middelen en € 240 miljoen aan cofinanciering. Gezamenlijk bedraagt dit 49% van de totale financiering. Naast de SCF-gelden zou € 1 miljard uit nationale middelen nodig zijn tussen 2026-2035, wat neerkomt op 51% van de totale financiering. Over de Nederlandse aanvraag ten aanzien van SCF-middelen vindt einde voorjaar besluitvorming plaats. De beschikbaarheid van SCF-middelen is overigens nog niet volledig gegarandeerd. Deze onzekerheid brengt het risico met zich mee dat aanvullende middelen moeten worden gevonden als de SCF-gelden niet volledig worden toegekend.
RELATIE TUSSEN BELEIDSOPTIES	Beleidsopties 5.1 t/m 5.11 vormen samen de mogelijkheden om de rekening van de benodigde elektriciteitsinfrastructuur anders te verdelen en horen bij hoofdstuk 5 van het rapport. Deze maatregelen moeten gewogen worden op hun vermogen om de doelgroep doelgericht te bereiken, hun juridische en uitvoeringsproblematiek, budgettaire gevolgen, en onbedoelde effecten zoals inperking van marktwerking.

Beleidsoptie 5.6 Compenseren elektriciteitskosten industriële afnemers

OMSCHRIJVING

De Rijksoverheid verbetert de business case voor elektrificatie door energie-intensieve industrie. Nu belemmert de relatief hoge elektriciteitsrekening deze business case en wordt elektrificatie van de industrie vertraagd, investeringen uitgesteld of in het buitenland in plaats van Nederland gedaan (zie bespreking E-bridge rapport (2024 in hoofdtekst en tabel hieronder).

De relatief hoge elektriciteitsrekening komt niet zozeer door de nettarieven, maar door verschillen in specifieke kortingen voor grootverbruikers op de nettarieven en het al dan niet toepassen van de compensatie voor indirecte kosten onder de EU ETS. Idealiter is er in de EU een gelijk speelveld, zodat bedrijven onderling eerlijk kunnen concurreren.

Relevante verschillen in elektriciteitskosten Nederland en buurlanden (bron: E-bridge)

	Netwerkkosten: Net op zee	Netwerktarieven: volumekorting	Elektriciteitsprijs: IKC
Duitsland	Niet uit nettarieven	Toegepast	Toegepast
België	Niet uit nettarieven	Niet toegepast	Toegepast
Frankrijk	nvt	Toegepast	Toegepast
Nederland	Uit nettarieven	Niet toegepast	Niet toegepast

Dit fiche ziet op drie typen maatregelen die alle drie de energietransitie in de industrie ondersteunen. De maatregelen werken samen, maar zijn deels ook communicerende vaten. Zo is de hoogte van wat benodigd is bij C afhankelijk van de hoogte van A en B.

A: *Verlagen van de netwerktarieven "onder de streep" door een subsidie (vanaf 2026).* In andere fiches worden algemene maatregelen om de netwerkkosten en daarmee ook de netwerktarieven te dempen onderzocht, in het bijzonder door een subsidie aan netbeheerders (5.1). De maatregel in dit fiche gaat om specifieke compensatie voor nettarieven voor internationaal concurrerende, continue opererende, elektriciteitsintensieve industrie. Wanneer de algemene maatregelen onvoldoende bijdragen aan het niet uit de pas lopen van de Nederlandse elektriciteitskosten met omringende landen, kan dit instrument nodig zijn. Dit betreft een nieuwe subsidie, licht gemodelleerd op de voormalige volumecorrectieregeling. Binnen het huidige EU-staatssteunkader is het niet mogelijk om dit instrument in te zetten. Tegelijkertijd is het niet ondenkbaar dat er in de toekomst (bijvoorbeeld n.a.v. de Clean Industrial Deal in februari 2025) vanuit de EU meer ruimte komt voor dergelijke instrumenten. Daarom is deze variant toch uitgewerkt.

B: *Langjarig herinvoeren van de indirecte kostencompensatie (IKC) (van 2025 t/m 2030)*. Deze maatregel verlaagt de elektriciteitskosten voor de industrie die internationaal concurreert, om weglek als gevolg van ETS-1 te voorkomen. Dit geldt voor industrieën die internationaal (buiten Europa) concurreren met bedrijven die opereren in landen die geen ETS of vergelijkbare instrumenten

	kennen en daardoor tegen lagere kosten kunnen produceren. Volgens Europese regelgeving loopt in 2030 de Europese mogelijkheid tot het geven van IKC af. C: *Aanpassingen in de SDE, zoals een categorie voor gestegen operationele kosten bij e-boilers en/of invoering van contracts-for-difference (vanaf 2027).* Hiernaar loopt op dit moment onderzoek; resultaten worden verwacht Q2 2025. Afhankelijk van de uitkomst van dit onderzoek, kan deze maatregel de elektrificerende industrie langjarige zekerheid bieden over de elektriciteitsprijs. Deze aanpassingen zien op de elektrificatie van bedrijven en zijn niet gericht op het ontsluiten van flexibiliteit (beleidsoptie 3.4).
RATIONALE	De concurrentiepositie van bedrijven in Nederland lijdt onder de hoge elektriciteitskosten in vergelijking met onze buurlanden. De onzekerheid over de ontwikkeling van de elektriciteitsprijzen leidt tot een uitstel van investeringsbeslissingen en staat de elektrificatie in de weg. Door de elektriciteitskosten te verlagen en meer in lijn te brengen met die in relevante buurlanden wordt deze belemmering aangepakt. Dit blijft nodig totdat de tariefstructuren Europees zodanig zijn geharmoniseerd dat er sprake is van een *level playing field* binnen de EU. De Europese mogelijkheid voor toepassen van IKC verloopt in 2030. Ook ten opzichte van niet-EU landen staat de concurrentiepositie van Nederlandse bedrijven onder druk. De maatregelen dragen bij aan de concurrentiepositie voor de industrie door een gelijk speelveld met het buitenland te herstellen ten aanzien van de elektriciteitsrekening (A). Door kosten te verlagen (A) en onzekerheid over de prijs weg te nemen (B) dragen de maatregelen bij aan duurzaamheid (CO2-reductie) doordat de elektrificatie van de industrie wordt ondersteund. A. De elektriciteitsrekening voor elektriciteitsintensieve industrie liggen in Nederland hoger dan in het buitenland. In Nederland worden namelijk geen volumekortingen gegeven. Daarnaast worden afnemers steeds meer geprikkeld om het net te gebruiken op momenten dat het goedkoper is, wat leidt tot minder druk op het net. Voor bedrijven met productieprocessen waarvoor de opties om flexibel af te nemen beperkt zijn, betekent dit echter stijgende kosten. Voor bepaalde sectoren waar flexibiliteit echt geen optie is en die onder internationale concurrentiedruk staan, is (tijdelijke) compensatie gerechtvaardigd. Op die manier kan worden bewerkstelligd dat bedrijven geen concurrentienadeel ondervinden ten opzichte van buurlanden waar (nog) wel kortingen op de netwerktarieven worden gegeven. Deze maatregel wordt afgeschaft zodra het level playing field is hersteld door harmonisatie van Europese tariefstructuren (beleidsoptie 4.1). De industrie betaalt in Nederland meer voor elektriciteit dan elders binnen en buiten Europa, omdat in ons omringende landen wél gebruik wordt gemaakt van de mogelijkheid om via het Europese instrumentarium een IKC korting te geven op de elektriciteitsprijs. Buiten Europa bestaat ETS niet en liggen de kosten daarmee ook lager. B. Investeringen in elektrificatie komen niet van de grond omdat er teveel onzekerheid is over de ontwikkeling van de elektriciteitsprijs. Samen met netcongestie leidt dit tot achterblijvende elektrificatie, wat de klimaatambities belemmert en de afhankelijkheid van andere landen groot houdt. Ook ontmoedigt het nieuwe investeringen in de uitrol van hernieuwbare elektriciteit, doordat negatieve elektriciteitsprijzen bij productiepieken steeds meer voorkomen naarmate vraag en aanbod verder uiteenlopen. Dit speelt overigens ook in andere landen.

EFFECTEN	Voor alle drie de maatregelen geldt dat de betaalbaarheid voor de doelgroep verbetert en daarmee de business case voor elektrificatie en het concurrentievermogen. Dit is het primaire doel van deze maatregelen. Een secundair effect is dat het compenseren van de hoge elektriciteitskosten – op zichzelf beschouwd – tot extra elektriciteitsvraag kan leiden ten opzichte van de prognoses van de netbeheerders en daarmee een negatief effect kan hebben op de netcongestie. De effecten zijn gericht op elektriciteitsintensieve industrie en de maatregelen zijn zo in te voeren dat ze alleen deze bedrijven ondersteunen. Hoe gerichter de maatregel is, hoe meer de effecten zich ook beperken tot die doelgroep. Voor de IKC is de doelgroep al goed in beeld, omdat het gaat om herintroduceren van een bestaande regeling. Voor de compensatie netwerkkosten kan aansluiting worden gezocht met de volumecorrectieregeling die gold tot 2023. Hierbij ging het om 35 bedrijven. Deze regeling is krapper dan de IKC, omdat het alleen gaat om bedrijven die direct op het net van TenneT zijn aangesloten. De maatregel om bedrijven die moeilijk te flexibiliseren productieprocessen hebben te compenseren (A) kan als effect hebben dat de prikkel om te flexibiliseren wordt weggenomen. Hiermee zal bij het uitwerken van de maatregel rekening moeten worden gehouden, bijvoorbeeld door tot het hanteren van een verplichting om te investeren in flexibilisering als de investering niet meer dan nader vast te stellen maximumbedrag kost als voorwaarde te stellen aan het ontvangen van de subsidie.
RAND-VOORWAARDEN	*Ruimtelijke ordening/energieplanologie* Niet van toepassing, deze maatregelen grijpen niet in op het fysieke domein. *Betrokken partijen en draagvlak* A: Voor het instrument verlaging nettarieven internationaal concurrerende continu opererende elektriciteitsintensieve industrie zijn ook netbeheerders en de ACM relevant. Cruciaal hierbij is wel dat prikkels voor flexibilisering daar waar mogelijk niet worden weggenomen door een compensatiemechanisme. B en C: De Rijksoverheid is hier zelf aan zet. Bij de uitvoering moeten RVO (IKC) en PBL (SDE) betrokken worden. *Regulering* A: Door als Rijksoverheid te subsidiëren is er geen impact op de regulering. Binnen het Europese steunkader is het echter nu niet mogelijk om dit instrument te introduceren. Het is niet ondenkbaar dat in de toekomst, onder andere n.a.v. het Draghi-rapport, de staatssteunkaders worden aangepast. B en C: niet van toepassing *Uitvoering* Afhankelijk van de gekozen route zal er capaciteit bij de Rijksoverheid benodigd zijn. Voor IKC (B) zijn de uitvoeringskosten verwaarloosbar. Voor A en C geldt dat als het gaat om het wijzigen van een bestaand instrument dit minder capaciteit kost dan wanneer er een nieuw instrument in het leven wordt geroepen.

BUDGETTAIRE GEVOLGEN

A. (mln euro's) Compensatie netwerkkosten	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Maximaal	319	358	397	436	475	514
Minimaal	0	0	0	0	0	0
Ontvangsten						

Maximumbedragen 2025 en 2030 op basis van Aurora- rapport[101] dat becijferd heeft wat de kosten zouden zijn om de netwerktarieven van grootverbruikers elektriciteit gelijk te trekken met de tarieven in buurlanden. Hiermee worden zowel de effecten van de kosten van het net op zee als de kortingsregelingen geneutraliseerd. Het minimale bedrag dat benodigd wordt is 0, in het geval de subsidie uit fiche 5.1 op de voorgestelde hoogte wordt vastgesteld en alleen op het hoogspanningsnet wordt toegepast, is er geen additionele compensatie voor de grootverbruikers nodig.

Tussenliggende jaren zijn lineair geïnterpoleerd. Dit is het **maximale** bedrag benodigd om de elektriciteitsintensieve industrie te compenseren. Afhankelijk van de uitkomst van de andere beleidsopties over financiering van het net is minder benodigd. Nadat duidelijk is wat de algemene maatregelen ter verlaging van de netwerkkosten zijn, dient het benodigde bedrag inclusief p*q nauwkeuriger te worden berekend. Deze maatregel blijft noodzakelijk totdat het level playing field is hersteld door harmonisatie van Europese tariefstructuren (beleidsoptie 4.1). Dat kan ook na 2030 zijn, echter zijn voor de jaren daarna geen schattingen voor hoogte van de compensatie beschikbaar.

In mln EUR

B (mln euro's) IKC-ETS	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Verplichtingen	167	129	200	200	200	200
Kas	167	129	200	200	200	200
Ontvangsten	0	0	0	0	0	0

Voor deze regeling komen ongeveer 60 bedrijven in Nederland in aanmerking die volgens de EU ETS-staatssteunrichtsnoeren hier voor in aanmerking komen. Voor ETS-handelsjaar 2023 gold een ETS-prijs van €83,59/ton CO2. Conform berekeningen van de RVO bedraagt het budget voor 2024, voor compensatie over 2023, €186 miljoen.

Het aantal bedrijven verandert in principe niet met de huidige EU richtlijnen. Voor de te hanteren ETS-prijs over 2024 met uitkering in 2025 geldt een bedrag van €89,29. Voor de berekening van de claim voor de jaren na 2025 is in bovenstaande tabel uitgegaan van een CO_2-prijs van €80/ton zonder verdere indexatie (in de KEV wordt uitgegaan van een stijgende CO_2-prijs). Dat laatste zou een schijnzekerheid geven: de grootste variabelen zijn de CO_2-prijs en de productieomvang van de in aanmerking komende bedrijven.

De implementatie valt onder te verdelen in twee fasen, die overeenkomen met de twee ETS toewijdingsperioden van de huidige ETS handelsperiode. Voor de

[101] Grid Fee Outlook for the Netherlands 2045 | Aurora Energy Research

eerste fase (budgetten t/m 2026; 559 miljoen euro) heeft Nederland al goedkeuring gekregen om subsidie te reserveren voor deze regeling van de Europese Commissie. Voor de tweede fase (budgetten 2027 t/m 2031; 870 miljoen euro) staat het EU-steunkader lidstaten ook toe om deze regeling te gebruiken. Nederland moet voor deze periode nog goedkeuring vragen.

Het subsidiebedrag per bedrijf komt tot stand met de formule:

$$A_i * C_t * P_{t-1} * E * AO_t$$

In deze formule betekent:
Ai: de steunintensiteit in jaar t, uitgedrukt als een breuk;
Ct: de CO2-emissiefactor (ofwel het percentage aan fossiele brandstof van de elektriciteit opwekkers)
Pt–1: de EUA-termijnkoers in jaar t–1 (Euro/tCO2);
E: de toepasselijke product specifieke efficiëntiebenchmark voor elektriciteitsverbruik als omschreven in bijlage 4.4.2 (ofwel het aantal ton CO_2 per ton product);
AOt: de werkelijke output in jaar t (in ton product).

C: hier wordt op dit moment onderzoek naar gedaan en budgetschatting kan t.z.t. op basis daarvan worden gemaakt. Dit is ook afhankelijk van de invulling en het effect van A en B en hoe hoog het openstellingsbudget wordt vastgesteld in het geval van SDE++. Hierover komt pas na oplevering van het IBO een beter beeld.

IN MLN.	2025	2026	2027	2028	2029	2030	STRUC	CUM
Compensatie netwerkkosten	319	358	397	436	475	514		2499
IKC-ETS	167	129	200	200	200	200		1096

RELATIE TUSSEN BELEIDSOPTIES	Beleidsopties 5.1 t/m 5.11 vormen samen de mogelijkheden om de rekening van de benodigde elektriciteitsinfrastructuur anders te verdelen en horen bij hoofdstuk 5 van het rapport.

Beleidsoptie 5.7 Verhogen belastingvermindering of verlagen van de energiebelastingtarieven

OMSCHRIJVING	a. Verhoging van de belastingvermindering in de energiebelasting. b. Verlaging van de energiebelastingtarieven in de eerste en tweede schijf elektriciteit. c. Verlaging van de energiebelastingtarieven in de eerste, tweede en derde schijf elektriciteit. Als er binnen een kabinetsperiode tot deze maatregel wordt besloten zal hiervoor conform de begrotingsregels elders aan de inkomstenkant van de begroting dekking moeten worden gevonden.
RATIONALE	De energierekening voor huishoudens, maatschappelijke instellingen en het mkb loopt steeds verder op. Een manier om de oploop in de energierekening gedeeltelijk te dempen is verlaging van de energiebelasting: a. Een verhoging van de belastingvermindering, waarbij de prikkels voor besparing en verduurzaming (aan de marge) niet worden verkleind. De belastingvermindering is een vast bedrag dat wordt toegepast op elke elektriciteitsaansluiting met een zogenoemde verblijfsfunctie. Het gaat om huishoudens en een groot deel van de maatschappelijke instellingen en bedrijven. Dit sluit goed aan bij het doel van betaalbaarheid van de energierekening. b. Een verlaging van de energiebelastingtarieven in de eerste en tweede schijf elektriciteit vooral bedoeld om de energiebelasting voor huishoudens en maatschappelijke instellingen te verlagen. c. Een verlaging van de energiebelastingtarieven in de eerste, tweede en derde schijf elektriciteit, bedoeld om de energiebelasting niet alleen voor huishoudens en maatschappelijke instellingen te verlagen, maar ook voor het mkb, meer dan bij b. Ad b en c: De prikkel voor besparing neemt af, maar de prikkel voor elektrificatie neemt toe. Per eenheid energie (Joule) liggen de energiebelastingtarieven op aardgas op dit moment nog boven die van elektriciteit. Verlaging van de tarieven op elektriciteitsluit ook aan bij het van betaalbaarheid van de energierekening, maar doet afbreuk aan toegankelijkheid, omdat het de vraag naar transportcapaciteit vergroot. Het effect op verduurzaming is tweeledig: enerzijds neemt het een besparingsprikkel weg, anderzijds vindt er door een verandering in relatie prijzen mogelijk substitutie plaats van gas naar elektra.
EFFECTEN	*a. Verhoging van de belastingvermindering* • De belastingvermindering wordt in de periode 2026-2030 stapsgewijs verhoogd met € 187 (excl. btw). De belastingvermindering wordt hierdoor 708 euro in 2030. De verhoging komt overeen met de verwachte stijging van de nettarieven voor een gemiddeld huishouden in de periode t/m 2030. • Het voordeel slaat voor ongeveer 93% neer bij huishoudens en voor ongeveer 7% bij bedrijven. Er kan geen onderscheid worden gemaakt tussen huishoudens en bedrijven of tussen huishoudens onderling.[102] Als in de energiebelasting zou moeten worden gewerkt met inkomensgegevens, bijvoorbeeld vanwege een inkomensafhankelijke belastingvermindering, zou de energiebelasting niet langer handhaafbaar zijn.[103] • In algemene zin hebben huishoudens met een laag verbruik en laag inkomen per euro meer baat bij verhoging van de belastingvermindering en

[102] *In een separaat traject wordt onderzocht of de belastingvermindering in de toekomst kan worden beperkt tot huishoudens. Op dit moment is onzeker of dit mogelijk zal zijn en zo ja, op welke termijn.*
[103] *Zie hierover 'Naar een toekomstbestendige energiebelasting', Ministerie van Financiën, juli 2024, p. 52-54, bijlage bij Kamerstukken II 2023/24, 32140, nr. 195.*

huishoudens met een hoger verbruik van een tariefverlaging (de precieze effecten zijn afhankelijk van de maatvoering).
- De energiebelasting heeft als primaire doelen het genereren van overheidsinkomsten en het geven van een besparingsprikkel. Door de verhoging van de belastingvermindering nemen de overheidsinkomsten uit de energiebelasting af. Bij de voorgestelde maatvoering gaat het in 2026 om 386 miljoen euro (incl. btw) oplopend tot 1,76 miljard (incl. btw) in 2030.
- Voor zover huishoudens bij het nadenken over hun energieverbruik kijken naar de totale energierekening en niet naar de energieprijs per verbruikte eenheid energie, wordt de besparingsprikkel die uitgaat van de energiebelasting beperkt bij verhoging van de belastingvermindering. De verhoging leidt mogelijk tot een beperkte verhoging van de vraag naar elektriciteit, waardoor het beroep op het stroomnet wordt vergroot. Een hoge belastingvermindering in combinatie met relatief hoge energiebelasting-tarieven maakt een hoge marginale besparings- en verduurzamingsprikkel mogelijk zonder de energierekening te veel te laten stijgen.
- Voor zover de maatregel leidt tot elektrificatie wordt een bijdrage aan de opgave tot elektrificatie en verduurzaming geleverd.

b. Verlaging van energiebelastingtarieven in de eerste en twee schijf elektriciteit
- Het voordeel slaat voor ongeveer 80% neer bij huishoudens en voor ongeveer 20% bij bedrijven. Er kan geen onderscheid worden gemaakt tussen huishoudens en bedrijven of tussen huishoudens onderling. Binnen huishoudens zal deze verlaging vooral ten goede komen aan huishoudens die relatief veel elektriciteit verbruiken (hogere energie consumptie, bezit elektrische auto, warmtepomp). Dit zijn doorgaans de relatief hogere inkomens en mensen die zijn aangewezen op veel energieverbruik vanwege een aandoening.
- De energiebelasting heeft als primaire doelen het genereren van (groene) overheidsinkomsten en het geven van een besparingsprikkel. Door de tariefverlaging bij elektriciteit nemen de overheidsinkomsten uit de energiebelasting af. Bij de voorgestelde maatvoering gaat het in 2026 om € 382 miljoen (excl. btw) oplopend tot € 2,38 miljard (excl. btw) in 2030. De tariefverlaging leidt vermoedelijk tot een verhoging van de vraag naar elektriciteit, waardoor het beroep op het stroomnet wordt vergroot. Voor zover de maatregel leidt tot elektrificatie wordt een bijdrage aan de opgave tot elektrificatie geleverd; dit vormt een belangrijke verduurzamingsstrategie.

c. Verlaging van energiebelastingtarieven in de eerste, twee en derde schijf elektriciteit
- Ten opzichte van b. komt het voordeel voor een groter deel terecht bij bedrijven, namelijk 40% in plaats van 20%.
- Naar schatting bevindt circa 90% van het energieverbruik van bedrijven met een kleinverbruikersaansluiting zich in de eerste drie schijven. Dit betreft naar verwachting grotendeels het mkb.
- Ook in deze variant zal de vraag naar transportcapaciteit toenemen door elektrificatie. Daardoor nemen de knelpunten op het net en de wachtlijsten juist toe.

Het stimuleren van elektrificatie, in veel gevallen de meest efficiënte vorm van verduurzaming, leidt tot een hogere vraag naar transportcapaciteit en kan daardoor op de korte termijn leiden tot meer netcongestie, maar de investeringen in het elektriciteitsnet en maatregelen voor een betere benutting

	ervoor dat deze toenemende vraag naar transportcapaciteit op de langere termijn geaccommodeerd kan worden op het elektriciteitsnet.
RAND-VOORWAARDEN	*Ruimtelijke ordening/energieplanologie* Er wordt geen impact op de ruimtelijke ordening voorzien. *Betrokken partijen en draagvlak* De belastingvermindering en energiebelastingtarieven worden toegepast door energieleveranciers. De Belastingdienst controleert en handhaaft hierop. *Regulering* De maatregel vergt aanpassing van de hoogte van de belastingvermindering of energiebelastingtarieven in de Wet belastingen op milieugrondslag. *Uitvoering* De maatregel vergt geen extra capaciteit bij de uitvoerders van de energiebelasting: energieleveranciers en de Belastingdienst.
BUDGETTAIRE GEVOLGEN	Hieronder is het basispad opgenomen. Het basispad voorziet al in een daling van de elektriciteitsbelasting voor de meeste schijven. In de berekeningen is ook een gedragseffect van 20% extra elektrificatie verwerkt.

Basispad tarieven elektriciteit en belastingvermindering (prijzen '25, €)

ELEKTRICITEIT (EXCL. BTW)	2025	2026	2027	2028	2029	2030
0 – 2.900 kWh	0,10154	0,08903	0,08342	0,07945	0,07459	0,07555
2.900-10.000 kWh	0,10154	0,08903	0,08342	0,07945	0,07459	0,07555
10.000 – 50.000 kWh	0,06937	0,06483	0,06425	0,06448	0,06812	0,07094
50.000 – 10.000.000 kWh	0,03868	0,03630	0,03580	0,03557	0,03705	0,03794
>= 10.000.000 kWh particulier	0,00388	0,00368	0,00362	0,00359	0,00359	0,00356
>= 10.000.000 kWh zakelijk	0,00321	0,00301	0,00296	0,00293	0,00292	0,00289
Belastingvermindering*	524,95	510,50	510,28	510,85	516,34	521,17

*Betreft een nominaal bedrag, de belastingvermindering wordt niet geïndexeerd.

a. Verhoging van de belastingvermindering

Een jaarlijks verhoging vanaf 2026 met 37,40 tot 187 euro in 2030 leidt tot een budgettaire derving in 2026 van 386 miljoen euro die oploopt tot 1,76 miljard euro in 2030.

Budgettaire effecten in mln. € (incl. btw)

	2026	2027	2028	2029	2030	STRUC.
Budgettair prijzen '24	-386	-753	-1.104	-1.438	-1.760	-1.760

Hoogte belastingvermindering, nominaal in € (excl. btw)

	2026	*2027*	*2028*	*2029*	*2030*
Basispad	510,50	510,28	510,85	516,34	521,17
Na verhoging	547,9	585,08	623,05	665,94	708,17

Door verhoging van de belastingvermindering neemt de totale omvang van de belastingvermindering toe tot circa 5,8 miljard euro.

b. Verlaging van de energiebelastingtarieven in de eerste en tweede schijf elektriciteit

- Een gemiddeld huishouden had in 2023 een elektriciteitsverbruik van 1.920 kWh. Om huishoudens te compenseren voor gestegen netwerkkosten van 187 euro in 2030 zouden de tarieven in de eerste en tweede schijf met bijna 0,10 euro per kWh moeten afnemen.
- Omdat de tarieven in het basispad al afnemen tot circa 0,08 euro per kWh is volledige compensatie niet mogelijk. Daarom is gekozen voor een verlaging tot aan het minimumtarief uit de EU-Richtlijn energiebelastingen van 0,1 eurocent. Dit leidt tot een budgettaire derving van 444 miljoen euro in 2026 oplopend tot 2,8 miljard euro in 2030 en 3 miljard euro structureel.

Budgettaire effecten in mln. € (incl. btw)

	2026	2027	2028	2029	2030	STRUC.
Budgettair prijzen `25	-445	-1.084	-1.634	-2.192	-2.777	-2.972

c. Verlaging van de energiebelastingtarieven in de eerste, tweede en derde schijf elektriciteit

- Voor een kleine mkb'er zullen de netbeheerkosten tot 2030 toenemen met circa 3.600 euro. Dit correspondeert met de verwachte betaalde energiebelasting in de eerste, tweede en derde schijf bij een verbruik van 50.000 kWh. Conform de maatvoering in variant b. zijn daarom de tarieven in deze schijven verlaagd tot het minimumtarief uit de EU-Richtlijn energiebelastingen.
- Dit leidt tot een budgettaire derving van 567 miljoen euro in 2026, oplopend tot 3,4 miljard in 2030 en 3,7 miljard structureel.

Budgettaire effecten in mln. € (incl. btw)

	2026	2027	2028	2029	2030	STRUC.
Budgettair prijzen `25	-567	-1.342	-2.032	-2.738	-3.437	-3.715

Totale opbrengt energiebelasting in (combinatie maatregelen a, b en c) mln. €

IN MLN	BASISPAD	(A) NA VERHOGING BELASTING-VERMINDERING	(B) NA VERLAGING TARIEVEN EERSTE EN TWEEDE SCHIJF ELEKTRICITEIT	(C) NA VERLAGING TARIEVEN EERSTE, TWEEDE EN DERDE SCHIJF ELEKTRICITEIT
Huishoudens gas	3.450	3.450	3.450	3.450
Huishoudens elektriciteit	1.808	1.808	56	56

Bedrijven gas	2.643	2.643	2.643	2.643
Bedrijven elektriciteit	3.227	3.227	2.534	1.960
Belastingverminderin g	-4.095	-5.855	-4.095	-4.095
Totaal	7.032	5.272	4.587	4.014

RELATIE TUSSEN BELEIDSOPTIES	Beleidsopties 5.1 t/m 5.11 vormen samen de mogelijkheden om de rekening van de benodigde elektriciteitsinfrastructuur anders te verdelen en horen bij hoofdstuk 5 van het rapport.

Beleidsoptie 5.8 Verlagen energiebelastingtarieven voor (middel)grote verbruikers

OMSCHRIJVING	• De energiebelastingtarieven op elektriciteit in de derde, vierde en vijfde schijf, dus vanaf een verbruik van 10.000 kWh, worden verlaagd om de totale energierekening voor bedrijven te verlagen. • Ter illustratie worden twee varianten geschetst: a. Een verlaging met een budgettaire derving van 2,6 miljard euro (theoretisch maximale compensatie gelet op de minimumtarieven uit EU-richtlijn energiebelastingen). Conform begrotingsregels zal hiervoor dekking elders aan de inkomstenkant van de begroting moeten worden gevonden. b. Budgetneutrale variant met een verhoging van de energiebelasting-tarieven op aardgas, het gaat dan om een schuif van € 500 miljoen.
RATIONALE	• De energierekening voor bedrijven loopt op, onder meer door stijgende nettarieven. Een verlaging van de energiebelastingtarieven op elektriciteit kan de verhoging van de totale elektriciteitsprijs gedeeltelijk dempen. • Door de energiebelasting in de derde, vierde en vijfde schijf, dus vanaf 10.000 kWh, te verlagen kan het effect van stijgende nettarieven grofmazig voor middelgrote en grootverbruikers gedeeltelijk worden gedempt. • Bedrijven hebben gemiddeld een verbruik van 81.000 kWh. Het verbruik van bedrijven verschilt zeer sterk per verbruiker. Verlaging van de energiebelastingtarieven uitsluitend in de derde, vierde en vijfde schijf heeft als voordeel dat specifiek grotere verbruikers -die worden geconfronteerd met relatief meer kosten en die soms relatief hogere weglekrisico's hebben- gecompenseerd kunnen worden. Dit maakt deze maatregel beter gericht dan compensatie via een verhoging van de belastingvermindering of verlaging van de energiebelastingtarieven in de eerste en tweede schijf (tot 10.000 kWh). • Dit sluit aan bij het doel van betaalbaarheid van de energierekening. Het vergroot de vraag naar transportcapaciteit. Het effect op verduurzaming is tweeledig: enerzijds neemt het een besparingsprikkel weg, anderzijds vindt er door een verandering in relatie prijzen mogelijk substitutie plaats van gas naar elektriciteit.
EFFECTEN	• De energiebelasting heeft als primaire doelen het genereren van (groene) overheidsinkomsten en het geven van een besparingsprikkel. Door de verlaging van de energiebelastingtarieven op elektriciteit nemen de overheidsinkomsten uit de energiebelasting af en wordt de besparingsprikkel die uitgaat van de energiebelasting beperkt. De degressiviteit in de energiebelastingtarieven wordt versterkt. • De verlaging leidt naar verwachting tot een grotere vraag naar elektriciteit. Zo neemt de prikkel tot procesefficiëntie af en neemt de prikkel tot elektrificatie toe. Dit kan het netcongestieprobleem verder vergroten. • Van de verlaging kan een elektrificatieprikkel uitgaan. Dat geldt niet voor bedrijven die al zijn geëlektrificeerd of die dat niet kunnen. Hierdoor kunnen ook de belastingopbrengsten van aardgas dalen. De prikkel wordt versterkt wanneer tegelijkertijd de tarieven op aardgas in de derde, vierde en vijfde schijf worden verhoogd. Door die verhoging wordt elektrificatie immers extra gestimuleerd. De concurrentiepositie van in Nederland gevestigde industrie is van veel factoren afhankelijk, waaronder de kosten voor energie. Nederland kent relatief hoge kosten van elektriciteit, grotendeels veroorzaakt door de stijgende nettarieven. Een verlaging van de energiebelasting op elektriciteit verbetert de concurrentiepositie van de in

	Nederland gevestigde industrie. Bij de budgetneutrale variant worden de energiebelastingtarieven op aardgas als dekkingsbron meer verhoogd dan in het basispad, waardoor gas-intensieve bedrijven die niet verduurzamen meer energiebelasting gaan betalen. Dit kan gevolgen hebben voor hun concurrentiepositie. • De lastenverlichting landt met name bij bedrijven in de dienstensector en industrie. Een deel landt, vanwege toenemende elektrificatie van het wagenpark, in de vervoerssector. In de metallurgische industrie zijn er partijen die vrijgesteld elektriciteitsverbruik hebben. Verlaging van de energiebelasting leidt voor dit verbruik niet tot een lastenverlichting.
RAND-VOORWAARDEN	*Ruimtelijke ordening/energieplanologie* Er wordt geen impact op de ruimtelijke ordening voorzien. *Betrokken partijen en draagvlak* De energiebelastingtarieven worden toegepast door energieleveranciers. De Belastingdienst controleert en handhaaft hierop. *Regulering* De maatregel vergt aanpassing van de energiebelastingtarieven in de Wet belastingen op milieugrondslag. De tarieven blijven boven de minimumtarieven uit de EU-Richtlijn energiebelastingen. *Uitvoering* De maatregel vergt geen (extra) capaciteit bij de uitvoerders van de energiebelasting: energieleveranciers en de Belastingdienst.
BUDGETTAIRE GEVOLGEN	*a. Maximale compensatie: 2 miljard euro* • De totale opbrengst van de energiebelastingtarieven in de derde, vierde en vijfde schijf elektriciteit is circa 2,6 miljard euro. Verlaging van de tarieven tot het minimumtarief uit de EU-Richtlijn energiebelastingen van 0,1 cent leidt tot een lastenverlichting van maximaal 2,5 miljard euro in 2030. • Door verwachte verdere elektrificatie loopt dit na 2030 verder op tot in totaal 3 miljard euro. Er is gekozen voor een maatvoering waarbij de lastenverlichting lineair ingroeit in de periode 2026-2030. • Conform begrotingsregels zal hiervoor dekking elders aan de inkomstenkant van de begroting moeten worden gevonden. **Lastenverlichting bij maximale compensatie € 2 mld. in mln. € (incl. btw)** **IN MLN** | 2026 | 2027 | 2028 | 2029 | 2030 | STRUC. **Maximale compensatie** | -421 | -896 | -1.416 | -1.979 | -2.588 | -3.054 *b. Budgetneutrale compensatie: € 500 miljoen* • Een verlaging van 2,5 miljard euro kan niet budgetneutraal worden vormgegeven. De totale opbrengst van de energiebelasting op aardgas bij bedrijven is in 2030 2,6 miljard euro waarvan circa 1,2 miljard euro in de derde, vierde en vijfde schijf. • Daarom is gekozen voor een variant waarbij een schuif plaatsvindt tussen de energiebelasting op aardgas en op elektriciteit in de derde, vierde en vijfde schijf van 500 miljoen euro. *Gevolgen voor opbrengsten energiebelasting*

- De totale opbrengst van de energiebelasting op aardgas en elektriciteit is in het basispad in 2030 11,1 miljard euro. Minus de belastingvermindering is de opbrengst 7 miljard euro.

Opbrengsten energiebelasting in de verschillende varianten in mln. €

IN MLN	BASISPAD	(A)	(B)
Huishoudens gas	3.450	3.450	3.450
Huishoudens elektriciteit	1.808	1.808	1.808
Bedrijven gas	2.643	2.643	3.143
Bedrijven elektriciteit	3.227	639	2.727
Belastingvermindering	-4.095	-4.095	-4.095
Totaal	7.032	4.444	7.032

IN MLN	2026	2027	2028	2029	2030	STRUC.
Variant budgetneutraal	-1342	-2.032	-2.738	-3.437	-2.777	-2.972

Tariefstelling

- De tarieven in derde, vierde en vijfde schijf aardgas zijn de afgelopen jaren al verhoogd en worden in het basispad verder verhoogd.
- Door de aanvullende voorgestelde verhoging stijgen de tarieven aanvullend met bijna 40% in 2030 ten opzichte van het basispad.

Tarieven in de verschillende varianten, prijspeil 2025 in €

	TARIEF 2025	BASISPAD 2030	(A) 2030	(B) 2030
Derde schijf: 170.000 – 1.000.000 m3	0,31573	0,35831	0,35831	0,49374
Vierde schijf: 1.000.000 – 10.000.000 m3	0,20347	0,23743	0,23743	0,32717
Vijfde schijf: > 10.000.000 m3	0,05385	0,05453	0,05453	0,07514
Derde schijf: 10.000 – 50.000 kWh	0,06937	0,07094	0,001	0,05775
Vierde schijf: 50.000 – 10.000.000 kWh	0,03868	0,03794	0,001	0,03089
Vijfde schijf: >= 10.000.000 kWh zakelijk	0,00321	0,00289	0,001	0,00235

IN MLN	2026	2027	2028	2029	2030	STRUC.
Variant verlaging EB-tarieven 1ste, 2de, 3de schijf	-567	-1342	-2.032	-2.738	-3.437	-3.715

RELATIE TUSSEN BELEIDSOPTIES	Beleidsopties 5.1 t/m 5.11 vormen samen de mogelijkheden om de rekening van de benodigde elektriciteitsinfrastructuur anders te verdelen en horen bij hoofdstuk 5 van het rapport.

Beleidsoptie 5.9 Net op zee kosten verhalen op ontwikkelaars

OMSCHRIJVING	De Rijksoverheid verhaalt de kosten van het net op zee deels op de windparkontwikkelaars via de vergunningverleningsprocedure (hierna: tender) voor windenergie op zee. Hierbij is de omvang van de dekking afhankelijk van de ruimte in de businesscase van windenergie op zee.
RATIONALE	De maatschappelijke kosten van het net op zee zijn hoog en gaan landen in de nettarieven, wat in de huidige opzet van de nettarieven voor grote kostenstijgingen zorgt bij afnemers die veel elektriciteit afnemen (industrie). Deze kosten zouden ook anders kunnen worden verdeeld, bijvoorbeeld door producenten of de overheid te laten bijdragen of door alternatieve verdeling van de netkosten over klein- en grootverbruikers. Door de kosten te verhalen op windparkontwikkelaars die stroom gaan produceren, dragen zij bij aan de aanleg van het net op zee waar ze gebruik van maken. Hierdoor dalen de nettarieven. Deze maatregel zet echter de realisatie van windparken (verduurzaming) onder druk door verslechtering van de businesscase voor windparkexploitanten. Indien er geen biedingen komen, en de overheid wil niet dat de realisatie van windparken vertraging oploopt, dan zal de overheid subsidie moeten geven en komt de betaalbaarheid ook onder druk. De maatregel heeft mogelijk invloed op de betrouwbaarheid omdat het risico bestaat dat toekomstige windparken niet worden aangelegd. Daarnaast zal het effect van de daling van de nettarieven op de betaalbaarheid voor afnemers waarschijnlijk deels ongedaan worden gemaakt, omdat de maatregel een negatief (prijsverhogend) effect kan hebben op de elektriciteitsprijs (voor zover de windparkontwikkelaars deze kosten kunnen verrekenen in hun prijzen, afhankelijk van hun marktmacht).
EFFECTEN	*Betaalbaarheid* • De maatregel verbetert mogelijk de betaalbaarheid voor afnemers van elektriciteit. Daarbij zien we op hoofdlijnen twee scenario's (of een combinatie daarvan): 1. Windparkontwikkelaars kunnen deze kosten niet doorberekenen in de prijzen. De nettarieven zullen *ceteris paribus* dalen, maar windparkontwikkelaars zullen de kosten hiervan verdisconteren in hun bieding in de tender door een lager financieel bod of een hogere subsidievraag. Daardoor verslechteren de overheidsfinanciën. In het geval dat subsidie nodig is, zullen windparkontwikkelaars bij het ontbreken van een subsidieregeling geen bieding doen en komen er geen nieuwe windparken. Het net op zee is dan wel reeds aangelegd en de kosten hiervoor zijn gemaakt, zonder dat daar elektriciteitsproductie tegenover staat. 2. Windparkontwikkelaars kunnen de kosten wel (deels) doorberekenen in de prijzen. Hierdoor dalen de nettarieven, maar stijgt de elektriciteitsprijs. De mate waarin dat gebeurt is afhankelijk van de marktmacht (elasticiteit) van de windparkontwikkelaars. De betaalbaarheid voor afnemers verbetert hierdoor niet of minder dan verwacht. • De verwachting is dat scenario 1 waarin windparkontwikkelaars de kosten niet kunnen doorberekenen op korte termijn het meest waarschijnlijk is. Windenergie is op korte termijn nog niet vaak prijszettend in de merit order doordat de volumes aan geproduceerde elektriciteit nog niet vaak zo groot zijn dat er geen andere energiebronnen nodig zijn om de vraag te dekken. Op de momenten dat de volumes wel groot genoeg zijn om de volledige

vraag te dekken, leidt het op dit moment tot lage (of zelfs negatieve) elektriciteitsprijzen waardoor er geen ruimte is om kosten door te berekenen. Op langere termijn, wanneer de strategie uit het Nationaal Plan Energiesysteem om in te zetten op maximaal aanbod van hernieuwbare energie heeft geleid tot een verdere uitrol van windparken op zee en meer aanbod van elektriciteit, heeft windenergie meer invloed op de hoogte van (met name) de PPA prijzen en de day-ahead prijzen (ook afhankelijk van welke andere energiebronnen er in de merit order zitten). Dan komt scenario 2 meer in beeld.

Businesscase en effect op betrouwbaarheid en verdere uitrol wind op zee

- De maatregel verslechtert de businesscase van windparkontwikkelaars, die nu al zeer uitdagend is. Dit heeft als risico dat er geen biedingen komen, waardoor de overheid voor de verdere uitrol van windenergie op zee (en dus verduurzaming van de elektriciteitsproductie) subsidie zou moeten gaan geven en/of de realisatie van windparken op zee vertraagt. Met subsidie zou de overheid indirect de kosten van het net op zee financieren.
- Kosten verhalen op windparkontwikkelaars gaat ten koste van het financieel bod dat ze doen in de tender. Indien er geen ruimte is voor een financieel bod, gaat het ook ten koste van de kwalitatieve criteria op het gebied van ecologie en systeemintegratie. Maatregelen op ecologie zijn essentieel om ook in de toekomst vergunningen voor windparken op zee af te kunnen geven. Maatregelen op systeemintegratie zijn nodig vanwege netcongestie (betrouwbaarheid van het energiesysteem). TenneT kan de nog te vergunnen windparken (ca. 10,7 GW) voor de huidige routekaart van 21 GW niet zonder meer invoeden op het elektriciteitsnet. De maatregelen op het gebied van systeemintegratie dragen ook (indirect) bij aan het verlagen van de nettarieven doordat ze de kosten voor congestiemanagement verlagen/beperken en mogelijk ook ervan zorgen dat minder netuitbreiding op land nodig is.

Concurrentievermogen

- Nederland wordt ook minder aantrekkelijk voor windparkontwikkelaars om in te investeren ten opzichte van andere landen aan de Noordzee. Eén van de aantrekkelijke aspecten voor windparkontwikkelaars van de Nederlandse werkwijze ten opzichte van een aantal andere landen aan de Noordzee is dat het net op zee door de overheid wordt aangelegd. Dit (kosten)voordeel wordt kleiner op het moment dat de kosten van dat net worden doorberekend. De maatregel vermindert dus het concurrentievermogen en verhoogt het risico dat de verduurzaming van het Nederlandse energiesysteem nog uitdagender wordt.

Tijd

- Indien wordt overgegaan tot doorbelasting moet ook een keuze worden gemaakt vanaf welk moment gedurende de looptijd van de vergunning windparkexploitanten moeten bijdragen. De ontwikkeling van windparken kent een aanloopfase die ca. 5 jaar duurt en waarin vooral investeringen worden gedaan en een exploitatiefase van ca. 30-35 jaar waarin ook opbrengsten uit elektriciteit worden gegenereerd. Doorbelasting in de aanloopfase drukt sterker op de businesscase vanwege het ontbreken van inkomsten. De voorkeur gaat daarom uit naar doorbelasten vanaf het moment dat de exploitatiefase aanbreekt. De routekaart voor de uitrol van wind op zee wordt hieronder weergegeven. Via de vergunningverleningsprocedure kunnen alleen de nog te vergunnen windparken worden meegenomen.

Geïnstalleerd Vermogen (GW)	Windenergiegebied, kavel(s)	Tender kavels	(Verwachte) ingebruikname windpark
0,75	*Borssele*, kavels I en II	Gerealiseerd in 2016	2020
0,75	*Borssele*, kavels III, IV en V	Gerealiseerd in 2016	2021
0,76	*Hollandse Kust (zuid)*, kavels I en II	Gerealiseerd in 2017	2023
0,76	*Hollandse Kust (zuid)*, kavels III en IV	Gerealiseerd in 2019	2023
0,76	*Hollandse Kust (noord)*, kavel V	Gerealiseerd in 2020	2023
0,76	*Hollandse Kust (west)*, kavel VI	Gerealiseerd in 2022	(2026-2027)
0,76	*Hollandse Kust (west)*, kavel VII		(2027)
ca. 2,0	*IJmuiden Ver*, kavel Alpha	Gerealiseerd in 2024	(Q3 2029)
ca. 2,0	*IJmuiden Ver*, kavel Beta		(Q4 2029)
ca. 2,0	*IJmuiden Ver*, kavel Gamma	Q3 2025	(Q2 2031)
ca. 2,0	*Nederwiek (zuid)*, kavel I		(Q4 2030)
ca. 2,0	*Nederwiek (noord)*, kavel II	Q2-Q4 2026	(Q2 2032)
ca. 2,0	*Nederwiek (noord)*, kavel III		(Q4 2031)
ca. 0,7	*Hollandse Kust (west)*, kavel VIII	N.t.b.[16]	(N.t.b.)
ca. 0,7	*Ten noorden van de Waddeneilanden*, kavel I	2027[17]	(2033)
ca. 2,0	*Doordewind*, kavel I	Q1-Q2 2027	(Q4 2032)[18]

Vormgeving via opnemen in de tendervoorwaarden

- Het is mogelijk om de kosten deels te betalen uit eventuele opbrengsten uit zowel een vergelijkende toets met financieel bod als een veiling, maar dit kan niet van tevoren worden gegarandeerd.
- Daarnaast zijn de eventuele opbrengsten uit een financieel bod of veiling waarschijnlijk gering in verhouding tot de kosten van het net op zee. Daarmee vormt deze optie geen substantiële financieringsbron voor de kosten.

Doelmatigheid en doeltreffendheid

- De maatregel is niet doeltreffend om de betaalbaarheid te verbeteren aangezien doorbelasting ofwel resulteert in een lagere opbrengst van het financieel bod in de tender of tot een hoger subsidiebedrag, ofwel tot doorberekening in de elektriciteitsprijs. Daarnaast past de maatregel op dit moment niet goed in de uitdagende businesscase voor windparkontwikkelaars.
- Qua doelmatigheid maakt het voor de overheidsfinanciën in theorie niet uit of de overheid deze zelf dekt of doorbelast aan ontwikkelaars (zie: budgettaire gevolgen).

RAND-VOORWAARDEN

Ruimtelijke ordening/energieplanologie

N.v.t.

Betrokken partijen en draagvlak

- Ministerie van KGG. Beleidsverantwoordelijk voor windenergie op zee.
- Ministerie van Financiën. In de Wet windenergie op zee is bepaald dat de procedurekeuze voor de vergunningverleningsprocedure in overleg met de Minister van Financiën wordt bepaald. Indien er wordt gekozen voor de procedure van een veiling worden in overleg met de Minister van Financiën regels gesteld over de toepassing en uitvoering van deze procedure.
- Windparkexploitanten. Deze optie is niet met hen geconsulteerd. Op basis van recente marktconsultaties voor de tender voor de windparken IJmuiden Ver Gamma en Nederwiek I is duidelijk dat de marktomstandigheden uitdagend zijn en er weinig financiële ruimte in de businesscase is.

	• Daarnaast kan het wijzigen van de opzet van de tender ook gevolgen hebben voor de ministeries van LVVN (verantwoordelijk voor natuur) en IenW (Noordzee), TenneT (netbeheerder), industrie (afnemers energie) en NGO's. *Regulering* • De Wet windenergie op zee is het wettelijk kader voor het op grote schaal realiseren van windenergie op zee. • Voor eventuele subsidie zijn de voorwaarden relevant uit de EU Guidelines on State aid for climate, environmental protection and energy (CEEAG). *Uitvoering* • Naar verwachting is er geen extra capaciteit nodig omdat dit kan worden uitgevoerd als onderdeel van bestaande taken. Hiervoor is daarom geen uitvoeringstoets gedaan.
BUDGETTAIRE GEVOLGEN	• Voor de overheidsfinanciën maakt het in theorie niet uit of de kosten van het net op zee worden doorbelast aan windparkexploitanten of dat de overheid deze zelf draagt. Doorbelasting resulteert in een lagere opbrengst van het financieel bod in de tender of tot een hoger subsidiebedrag. Daarbij is wel de kanttekening te maken dat er op geen geldig EU staatssteungoedkeuring en nationaal juridisch kader ligt om subsidie uit te keren aan nieuwe windparken op zee. Ook is er geen budget voor gereserveerd. Doorbelasten van de kosten van het net op zee aan windparkexploitanten betekent in de huidige uitdagende marktomstandigheden mogelijk dat de businesscase niet meer uit kan. Bij het ontbreken van een subsidievangnet leidt dat ertoe dat windparken niet worden gerealiseerd. Dit heeft een grote negatieve impact op de energietransitie en de ambitie om klimaatneutraal te zijn in 2050. Ook kan TenneT in dat geval de reeds gedane investeringen in het net op zee voor deze windparken niet terugverdienen, wat voor een tekort zorgt op de begroting van TenneT. • In de praktijk kan het doorbelasten van kosten van het net op zee zelfs negatief uitpakken voor de overheidsfinanciën. Bovenstaande gaat namelijk uit van rationele windparkexploitanten. Indien de kosten vooraf onduidelijk zijn, zullen risicoaverse exploitanten dit hoger inprijzen in hun bieding. Dit resulteert in een lager financieel bod of hoger subsidiebedrag dan volgens de economische theorie mag worden verwacht. Hierdoor zouden de overheidsfinanciën verslechteren t.o.v. de situatie waarin de overheid deze kosten zelf draagt. • De omvang van de gedeeltelijke dekking van de kosten van het net op zee is zeer afhankelijk van de ontwikkeling van de businesscase. Ter illustratie: in de afgelopen tenderronde voor de kavels IJmuiden Ver Alpha en Beta (2x 2 GW) in 2024 bedroeg het winnende bod 1 miljoen respectievelijk 20 miljoen euro per jaar voor een periode van 40 jaar in lopende prijzen. De kosten van het net op zee bedragen in 2033 3,8 miljard euro. Het aandeel van de opbrengsten van IJmuiden Ver Alpha en Beta daarin is dan minder dan 1%. Voor de kavels Hollandse Kust West VI en VII (2x 700 MW; 2022) was voor beide sprake van een totaal financieel bod van 50 miljoen euro.
RELATIE TUSSEN BELEIDSOPTIES	Beleidsopties 5.1 t/m 5.11 vormen samen de mogelijkheden om de rekening van de benodigde elektriciteitsinfrastructuur anders te verdelen en horen bij hoofdstuk 5 van het rapport.

Beleidsoptie 5.10 Kosten internationaal verdelen

OMSCHRIJVING	Momenteel is de (Europese) regelgeving niet ingesteld op het delen van de kosten en baten van de nodige infrastructuur voor het ontsluiten van deze elektriciteit van de Noordzee. Afspraken over een (afdwingbaar) mechanisme voor kostendeling van grootschalige infrastructuur op zee met andere landen die baat hebben bij de realisatie van Nederlandse windparken op zee kunnen bijdragen aan het beperken van de stijging van nettarieven als gevolg van benodigde investeringen door TenneT in het net op zee. Om tot concrete opties te komen zet Nederland in op internationale samenwerking door vooral samen te werken met Denemarken, Duitsland en België, en andere Noordzeelanden binnen de North Seas Energy Cooperation (NSEC). De inzet is om met een aantal landen tot een gezamenlijk voorstel te komen richting de aankomende North Sea Summit (premierstop najaar 2025) en de Europese Commissie. Nederland wil in de verklaring tussen regeringsleiders en energieministers het onderwerp kostendeling randvoorwaardelijk maken voor een beoogd deel van de uitbreiding van windenergie op zee. Tevens zet Nederland zich, in het kader van de onderhandelingen over het MFK post-2027 in Europeesverband, in voor EU-middelen voor interconnectie (beleidsoptie 5.11) en de verdere harmonisatie van de methodologie van de nettarieven (beleidsoptie 4.1). Indien gewenste Europese afspraken over kostendeling uitblijven of te beperkt zijn, kan overwogen worden om, bij afwezigheid van een Europese methodiek, minder of pas later windparken op zee te realiseren om de omvang van export te beperken. Hierbij moet wel rekening moeten worden gehouden met eventuele implicaties voor de haalbaarheid van bestaande klimaat- en energiedoelen, de leveringszekerheid en het streven naar meer energie-onafhankelijkheid. Ook zou een lagere of latere realisatie van wind op zee tegenstrijdig kunnen zijn met afspraken rond de verklaringen van Esbjerg en Oostende en de (niet-bindende) doelstellingen voor wind op zee op basis van art. 14 TEN-E-verordening. Daarom kijkt Nederland ook naar alternatieve oplossingen om op projectbasis afspraken te maken met andere landen (bilateraal/multilateraal). Unilaterale opties voor Nederland zijn beperkt vanwege de hoge mate van integratie in de Europese elektriciteitsmarkt. Het eventueel instellen van heffingen is niet verenigbaar met bestaande EU wetgeving en zou belemmerend werken voor de koppeling van de Nederlandse elektriciteitsmarkt met buurlanden en daarmee ook een negatief effect hebben op de borging van de leveringszekerheid, de (volatiliteit van de) elektriciteitsprijs en de integratie van CO_2-vrije energiebronnen.
RATIONALE	De Noordzee vormt een belangrijke potentiële bron voor CO_2 vrije elektriciteit voor het Europese energiesysteem. De ontwikkeling van windenergie op de Noordzee kent efficiëntie- en maatschappelijke voordelen, niet alleen voor landen met veel potentie zoals Nederland, maar ook voor landen met een kleiner aandeel, zoals België. Voor landen als Nederland is de potentie mogelijk groter dan de nationale elektriciteitsvraag. Nederland heeft ambitieuze streefdoelen voor windenergie op zee, namelijk 50GW (2040) en 70GW (2050). De realisatie van een deel van deze capaciteit is essentieel om in de nationale energievraag te voorzien. Echter, op de lange termijn kan een aanzienlijk deel van de jaarlijkse energieproductie van nieuwe windparken geëxporteerd

worden, waardoor een groot deel van de baten van deze parken terecht komt in andere landen. Afhankelijk van hoe snel de vraag groeit kan deze situatie vanaf tweede helft van de jaren '30 gaan spelen.

Het aansluiten van dit extra vermogen op het (Europese) elektriciteitssysteem vereist grote investeringen in infrastructuur, zoals platformen op zee, hybride verbindingen tussen windparken, aanlanding, en netwerkversterkingen op land. Dit wordt momenteel verrekend in nationale nettarieven.

Een systeem waarin Nederland het leeuwendeel van de kosten van de netverzwaringen voor zijn rekening neemt, wat het geval is als de buurlanden niet bijdragen aan het Nederlandse net, leidt tot een oneerlijke concurrentiepositie: Nederlandse bedrijven (en huishoudens) betalen voor het net op zee wat relatief goedkope stroom oplevert, maar bedrijven (en huishoudens) uit andere landen profiteren wel van de goedkope stroom zonder te investeren in infrastructuur. Dit ondermijnt het concurrentievermogen van de Nederlandse industrie/bedrijven en de acceptatie van windenergie op zee. Deze beleidsoptie wil deze oneerlijke concurrentiepositie opheffen door eerlijke kostenverdeling.

Momenteel is de (Europese) regelgeving niet ingesteld op het delen van de kosten en baten van de nodige infrastructuur voor het ontsluiten van deze elektriciteit van de Noordzee. In juni jl. heeft de Europese Commissie richtsnoeren gepubliceerd voor kostendeling op zeebekkenniveau en project-specifieke situaties. Ook zal uiterlijk op 24 juni 2025 het Europese Netwerk van Transmissiesysteembeheerder voor Elektriciteit (ENTSO-E) de resultaten van de toepassing van de kosten-baten-methodologie en kostendelingsmethodologie op het Noordzee offshore netwerkontwikkelingsplan presenteren.

In het geval dat Nederland voor de volledige kosten van de reeds genoemde ambities in zal staan, zullen importerende landen, zoals België en Duitsland, een deel van de sociaal-maatschappelijke welvaartsvoordelen ervaren van deze capaciteit zonder bij te dragen aan de investeringen, die Nederland volledig moet dragen. De distributie van de baten is afhankelijk van de ontwikkeling van de vraag op nationaal niveau, alsmede de exportstromen.

Indien afspraken worden gemaakt over rechtvaardige deling van de kosten van de benodigde infrastructuur voor de inpassing van windenergie op zee op basis van de verdeling van de baten zal Nederland niet een disproportioneel hoge financiële last dragen ten bate van voordelen voor omringende landen en kunnen bovendien importerende landen meer (duurzame) elektriciteit) in hun systeem krijgen. Wel geldt het principe van wederkerigheid. Indien omringende landen relatief hoge kosten maken voor energie-infrastructuur waar de Nederlandse maatschappij de baten van ondervindt, kan Nederland ook gevraagd worden financieel bij te dragen. De verwachting is dat Nederland vanwege de ambitie en potentie voor windenergie op zee significante netto baten zal hebben bij een dergelijke methodiek.

Indien geen overeenstemming wordt bereikt over een methodiek zijn de resterende opties beperkt vanwege de hoge mate van integratie van de Europese elektriciteitsmarkt. Zo is het unilateraal rekenen van een nationale netwerkheffing voor specifieke grensoverschrijdende transacties niet toegestaan onder de EU-verordening betreffende de interne markt voor elektriciteit artikel 18, lid 6. Een mogelijk te verkennen optie kan het heffen van een tarief voor grote producenten van elektriciteit zijn, zoals de ACM onderzoekt n.a.v. het

	LAN. Dit zou ervoor kunnen zorgen dat ook afnemers in andere landen (indirect) betalen aan het transport van elektriciteit via het Nederlandse stroomnet. Dit hangt echter af van de marktmacht die producenten hebben om het tarief door te berekenen aan het buitenland, waar het onderzoek niet naar heeft gekeken. Ook zou dit kunnen betekenen, gelet op de beperkte vraag in Nederland naar stroom van windparken op zee, dat de businesscase voor windparkontwikkelaars (verder) verslechtert en de klimaat- en energiedoelen niet worden gehaald. De Nederlandse doelstellingen voor windenergie op zee leveren een grote bijdrage aan het verduurzamen van de Nederlandse elektriciteitsmix, de vergroening van de industrie en verduurzaming van de gehele EU en de energie-onafhankelijk (REPowerEU, Europese klimaat- en energiedoelen). Kostendeling is essentieel om deze doelstellingen (tijdig) te realiseren. Daarnaast draagt kostendeling bij aan de betaalbaarheid van de uitbouw van windenergie op zee indien deze proportioneel is aan de verdeling van de baten over omringende landen.
EFFECTEN	*Doeltreffend:* het eerlijk(er) delen van kosten en baten door investeringskosten voor benodigde infrastructuur tussen importerende en exporterende landen kan leiden tot lagere kosten voor Nederland van de aan te leggen infrastructuur (radiale, hybride verbindingen en overige infrastructuur op zee en land). Dit is afhankelijk van de technische en politieke uitdagingen (welke onderdelen van infrastructuur tellen mee, hoe werkt de methodologie, politieke bereidheid van omringende landen en het wederkerige effect van deze maatregel). *Doelmatig:* In hoeverre de maatregel doelmatig is, hangt af van hoe de methodiek vorm wordt gegeven. De verwachting is dat Nederland relatief veel baten heeft bij een Europese methodiek voor kostendeling gezien het grote potentieel voor wind op zee. Windenergie op zee is de belangrijkste pijler onder de (toekomstige) duurzame elektriciteitsvoorziening van Nederland en omringende landen. Om een energiesysteem gebaseerd op veel hernieuwbare opwek betrouwbaar te maken is interconnectie met andere landen van belang, zodat als het in Nederland niet waait elektriciteit geïmporteerd kan worden en vice versa. • Indien investeringen op land ook worden meegenomen in de methodologie kan het bijdragen aan de betaalbaarheid van netverzwaringen. Het financieren van verbindingen op zee kan ook gemakkelijker worden als een deel betaald wordt vanuit andere landen die profijt van de investering hebben. • Zowel kleingebruikers als ook grootgebruikers kunnen de effecten ervaren. Lagere of hogere maatschappelijke kosten voor Nederland zullen zich vertalen in kosten of meevallers voor kleingebruikers en grootgebruikers. Zonder vooruit te lopen op de MFK-onderhandelingen kan de inzet op bepaalde fondsen zoals de Connecting Europe Facility (CEF) ook consequenties hebben (zie hiervoor beleidsoptie 5.11). • Als Nederland andere landen vraagt om mee te betalen aan het net op zee, omdat zij daar ook voordeel uit halen, is het logisch dat die vraag andersom ook gesteld zal worden. Dit zou ertoe kunnen leiden dat Nederland gevraagd wordt om bij te dragen aan de infrastructuur in omliggende landen waarvan Nederland profiteert. Dit zou politiek gevoelig kunnen liggen, zoals te zien is bij de investeringen die TenneT in het Duitse net moet doen. Andersom ligt het ook in andere landen politiek gevoelig als zij gevraagd worden om mee te betalen aan het Nederlandse net. Nederland staat bovenaan qua potentie voor

	windenergie op zee en zal daarom relatief meer infrastructuur nodig hebben en meer aanspraak kunnen maken op een kostendelingsmethodiek.
RAND-VOORWAARDEN	*Betrokken partijen en draagvlak* Europese Commissie, ENTSO-E, NSEC-landen (BEL, DUI, FRA, DK, LUX, NO, IER, NL) en VK. Nederland zal zich actief moeten inzetten binnen EU, bilateraal en in gremia als NSEC om afspraken over kostendeling te agenderen en te concretiseren. Het randvoorwaardelijk maken voor een beoogd deel van de uitbreiding van windenergie op zee als een Europese methodiek voor kostendelen uitblijft kan op gespannen voet staan met de klimaat- en energiedoelen en andere afspraken waaraan Nederland zich gecommitteerd heeft en het streven om de energie-onafhankelijkheid te vergroten. Dit vergt een politieke afweging. *Regulering* De ACM zal de verwerking van afspraken over kostendeling in de nationale tariefregulering moeten goedkeuren. Daarbij speelt de vraag of kostendeling ex ante wordt vastgesteld of achteraf per jaar. *Uitvoering* Gelet op de prioritaire status van deze optie is het belangrijk om voldoende capaciteit hierop te zetten.
BUDGETTAIRE GEVOLGEN	*Maatregel gericht op infrastructuurinvesteringen* In potentie heeft kostendeling voor toekomstig te bouwen infrastructuur een verlagend effect op de nettarieven. ENTSO-E zal op basis van het richtsnoer (EU Commissie) een doorrekening maken van de verwachte verdeling van kosten en baten per land, op basis van de ambities van de ontwikkeling van wind op zee. In het vervolg hangt het effect af van o.a. de politieke bereidheid van de landen rondom de Noordzee en de verdere ontwikkelingen op EU-niveau. Binnen NSEC worden voorstellen voorbereid zodat deze kunnen worden voorgelegd. Een van de mogelijkheden is het opzetten van een offshore financing facility; dus een nieuw instrument, afhankelijk van het MFK. Verder wordt gekeken naar een stevigere rol van de EIB. De kosten slaan neer bij omringende landen in de EU, bij hun private sector, industrie, netbeheerders, consumenten; dit kan verschillend zijn per land. De financiering is o.a. afhankelijk van keuzes in het MFK en de budgettaire evolgen zijn afhankelijk van de bovengenoemde technische en politieke uitdagingen. De exacte ontvangsten moeten blijken uit de methodiek/afspraken die worden gemaakt.
RELATIE TUSSEN BELEIDSOPTIES	Beleidsopties 5.1 t/m 5.11 vormen samen de mogelijkheden om de rekening van de benodigde elektriciteitsinfrastructuur anders te verdelen en horen bij hoofdstuk 5 van het rapport. Deze optie moet tevens worden bezien in samenhang met optie 4.1.

Beleidsoptie 5.11 Inzetten op EU-middelen voor interconnectie

OMSCHRIJVING	De Rijksoverheid gaat zich in het kader van de onderhandelingen over het MFK post-2027 in Europeesverband inzetten voor (1) de uitbreiding van Connecting Europe Facility (CEF-Energie) middelen voor energie-infrastructuur en (2) de inrichting van een window/component specifiek gericht op infrastructuur ten behoeve van de integratie van wind op zee (zoals aanlanding en hybride interconnectoren) of alternatief evt. oormerken van CEF middelen hiervoor.
RATIONALE	CEF energie is een Europees financieringsprogramma dat investeert in de modernisering van huidige en toekomstige Europese energie-infrastructuur met het doel een krachtig en toekomstbestendig trans-Europees energienetwerk te creëren (ter uitvoering van de TEN-E verordening[104]) en grensoverschrijdende projecten voor de ontwikkeling van hernieuwbare energie te ondersteunen. Het creëren van een trans-Europees energienetwerk vraagt om grootschalige investeringen in grensoverschrijdende infrastructuur tussen en binnen verschillende lidstaten. Projecten van gemeenschappelijk belang (PCI) komen in aanmerking voor financiering uit CEF-energie. CEF-energie kent verschillende projectcategorieën (o.a. grensoverschrijdende netwerken voor elektriciteit, CO_2-transport en -opslag, offshore projecten, waterstof en elektrolyse projecten). Rekening houdende met de ambitie om de Nederlandse en Europese energie-infrastructuur te moderniseren en toekomstbestendig te maken, is het opportuun om in de volgende MFK-ronde voor een robuuster CEF fonds te pleiten (met bij voorkeur een component specifiek gericht op de ontwikkeling van infrastructuur t.b.v. de integratie van wind op zee). Hierbij is het belangrijk om te benadrukken dat het CEF fonds alleen grensoverschrijdende energieprojecten ondersteunt die van gedeelde (Europese) meerwaarde zijn en zonder steun niet van de grond zouden komen. Dit betekent dat EU lidstaten primair aanspraak op steun kunnen maken indien de baten van de direct betrokken landen niet opwegen tegen de kosten, omdat een deel van de baten naar andere EU lidstaten stromen. Gezien de grote investeringsbehoeftes in elektriciteitsnetten in Nederland, m.n. voor de integratie van wind op zee, zou Nederland (afhankelijk van de daadwerkelijke benutting van de middelen door Nederlandse projectontwikkelaars) relatief veel gebruik kunnen maken van middelen onder CEF. Ook kunnen CEF-middelen onderhandelingen over kostendeling van grootschalige infrastructuur op zee met andere landen in zekere mate bevorderen. Daarnaast kan CEF helpen om grensoverschrijdende projecten in andere EU-lidstaten van de grond te krijgen, die helpen om de integratie van de Europese energiemarkt te versterken. Dit heeft positieve effecten voor Nederland. N.B.: Recent heeft ook Mario Draghi in zijn rapport over de toekomst van het Europees concurrentievermogen van 9 september jl. opgeroepen om in de context van het volgende Meerjarig Financieel Kader (MFK) CEF-Energie te versterken.

[104] *Trans-European Networks for Energy: EU policy for planning cross-border energy infrastructure:* Regulation - 2022/869 - EN - EUR-Lex.

EFFECTEN	Een goed verbonden Europees energienetwerk is essentieel om de Europese energietransitie mogelijk te maken, de marktintegratie te bevorderen en voor de leveringszekerheid en betaalbaarheid, hetgeen uiteindelijk ten goede komt aan de consument en het concurrentievermogen van de EU. Zo biedt het vergroten van de grensoverschrijdende interconnectiecapaciteit voor elektriciteit een aanzienlijk kostenbesparingspotentieel op systeemniveau; grensoverschrijdende projecten kunnen volgens de Europese Commissie (EU Grid Action plan, november 2023) de opwekkingskosten in de EU tot 2040 met 9 miljard euro per jaar doen dalen, terwijl de benodigde investeringen in grensoverschrijdende capaciteit voor elektriciteit en opslag 6 miljard euro per jaar bedragen. CEF Energie heeft echter voor de gehele periode (2021 tot en met 2027) een budget van slechts 5,84 miljard euro voor alle projectcategorieën die onder CEF energie vallen. Het beschikbare budget werd in de definitieve verordening verlaagd ten opzichte van het oorspronkelijke voorstel van de Commissie dat was bedoeld voor een beperkt aantal projectcategorieën zoals vastgesteld in de oude TEN-E-verordening. Met de herziening van de TEN-E-verordening werd het toepassingsgebied uitgebreid tot nieuwe categorieën voor offshore netten, elektrolyse-installaties, waterstofinfrastructuur, energieopslag, CO2-opslag en slimme gasnetten en grensoverschrijdende projecten voor hernieuwbare energie, terwijl de begrotingstoewijzing ongewijzigd bleef. Inzetten op inrichting van een window/component specifiek gericht op infrastructuur ten behoeve van de integratie van wind op zee of alternatief evt. oormerken van CEF middelen hiervoor gaat mogelijk ten kosten van middelen voor andere categorieën die onder CEF vallen, zoals elektrolyse-installaties, waterstofinfrastructuur, energieopslag, CO2-opslag en slimme gasnetten. Dit geldt vooral wanneer de totale omvang van CEF te klein is in verhouding met de totale investeringsbehoefte. Gezien de beperkte omvang van de huidige CEF energiefonds, zullen de CEF bijdrages aan projecten zeer beperkt zijn in verhouding tot de nodige investeringen. Een groter CEF fonds is daarmee noodzakelijk om meer EU-middelen beschikbaar te krijgen voor de financiering van o.a. het net op zee. Tegelijkertijd helpt CEF nu al om grensoverschrijdende projecten van de grond te krijgen.
RAND-VOORWAARDEN	*Ruimtelijke ordening/energieplanologie* Niet van toepassing. *Betrokken partijen en draagvlak/ Regulering* De Europese Commissie presenteert dit jaar na de zomer haar overkoepelend voorstel voor het MFK post-2027, waarna de deelverordeningen later in het jaar zullen volgen. Eind januari 2025 vinden de eerste bewindspersonenoverleggen op dit thema plaats, met als doel om in maart 2025 een brief met de Nederlandse inzet op hoofdlijnen aan de TK te sturen. Het is de vraag in hoeverre deze inzet op hoofdlijnen op specifiek fondsen in zal gaan. Recentelijk is het Hoofdlijnenakkoord gepresenteerd met een ambitie van €1,6 miljard minder EU-afdrachten ten opzichte van de raming i.c.m. een noodremafspraak. Naast en parallel aan de discussie over het geld loopt de discussie over de inhoudelijke focus van het MFK. *Uitvoering* Niet van toepassing.

BUDGETTAIRE GEVOLGEN	De budgettaire gevolgen zijn afhankelijk van de algehele overeenkomst over het toekomstige MFK. Gezien de grote investeringsbehoeftes in elektriciteitsnetten in Nederland m.n. voor de integratie van wind op zee is – afhankelijk van de daadwerkelijke benutting van de middelen door Nederlandse projectontwikkelaars (voor elektriciteitsnetten Tennet) - wel de verwachting dat Nederland relatief veel gebruik kan maken van middelen onder CEF. Deze verwachting is gestoeld op het feit dat de investeringsbehoefte in Nederland voor het net op zee substantieel is én naarmate het aandeel van wind op zee in de Nederlandse elektriciteitsmix verder stijgt, een steeds groter deel van de verkregen baten zal vloeien naar omliggende landen. Het CEF is primair gericht op projecten waarbij de baten van de direct betrokken landen (de landen die het project ontwikkelen) niet opwegen tegen de kosten, terwijl de totale baten van het project inclusief die baten die stromen naar niet betrokken landen wel opwegen tegen de kosten.
RELATIE TUSSEN BELEIDSOPTIES	Beleidsopties 5.1 t/m 5.11 vormen samen de mogelijkheden om de rekening van de benodigde elektriciteitsinfrastructuur anders te verdelen en horen bij hoofdstuk 5 van het rapport.

Beleidsoptie 6.1 Extra verantwoorden in het inkomstenkader

OMSCHRIJVING	In de huidige situatie leiden extra investeringen in elektriciteitsinfrastructuur tot een verhoging van de nettarieven. Deze zijn niet direct zichtbaar in het lastenbeeld dat wordt gepresenteerd in de Miljoenennota. Dit geldt in het bijzonder voor bedrijven, waar nettarieven wel meelopen in de koopkrachtcijfers. Deze beleidsoptie stelt voor om de (verandering in de hoogte van) de nettarieven op te nemen in 1. het inkomstenkader en/of 2. beleidsmatige lastenontwikkeling (blo).
RATIONALE	*1. Nettarieven in het inkomstenkader* • Het inkomstenkader wordt gebruikt als budgettair instrument aan de inkomstenkant van de begroting. Bij elk nieuw regeerakkoord worden de beleidsmatige aanpassingen in de belastingen en premies aan de inkomstenkant van de begroting vastgelegd. Gedurende de kabinetsperiode geldt dat budgettaire gevolgen van beleidsaanpassingen moeten worden gecompenseerd via andere inkomstenmaatregelen. Een voorbeeld: als ervoor wordt gekozen om de inkomstenbelasting in de eerste schijf te verlagen, dan moet dit gedekt worden door het verhogen van een belasting elders. Op die manier opereert het kabinet binnen de afgesproken budgettaire kaders en is het effect op het EMU-saldo van beleidsaanpassingen neutraal. • Het idee van het invoegen van de nettarieven in het inkomstenkader is dat de nettarieven hiermee onderdeel vormen van de besluitvorming met de noodzaak tot dekking tot gevolg door de systematiek van het kader. De redenering is in dat geval dat nettarieven vanuit het perspectief van de burger en bedrijven in feite een soort belastingen zijn; vrijwel iedereen betaalt er onvermijdelijk aan mee omdat iedereen een aansluiting heeft. Nettarieven worden door zowel burgers als bedrijven betaald en door ze op te nemen in het inkomstenkader vindt er bij lagere of hogere nettarieven compensatie plaats via lagere of hogere belastingen elders. • Het opnemen van nettarieven in het inkomstenkader, gaat echter in tegen een belangrijke doelstelling van het inkomstenkader, namelijk budgettaire beheersing. Als de nettarieven stijgen, zouden in dit geval de lasten moeten worden verlaagd, wat saldoverslechterend zou uitpakken. De hogere nettarieven zijn immers geen inkomsten voor de overheid. Daarnaast worden nettarieven momenteel door het CBS niet als collectieve last gezien. *2. Nettarieven in de beleidsmatige lastenontwikkeling (blo)* • De blo is een optelsom van alle beleidsmatige lasten aan de inkomstenkant van de begroting (en wijkt af van inkomstenkader). Deze ontwikkeling laat de verandering zien van lasten voor burgers en bedrijven bij beleidsaanpassingen en wordt weergegeven tijdens besluitvorming. • De rationale achter het invoegen van de nettarieven in de beleidsmatige lastenontwikkeling, is dat inzichtelijk wordt gemaakt dat aanpassingen in nettarieven grote effecten kunnen hebben voor burgers en bedrijven. De blo is verder enkel informatief. Het maakt inzichtelijk hoe de totale beleidsmatige lastendruk zich ontwikkelt; er staat geen automatische compensatie tegenover en het is dus geen budgettair sturingsinstrument. De blo is daarnaast een macro-variabele en zegt bijvoorbeeld niets over de gevolgen voor huishoudens. Daarvoor is het koopkrachtinstrumentarium het aangewezen instrument (en de nettarieven zitten in koopkrachtcijfers).

	3. Nettarieven in het inkomstenkader én de blo De nettarieven zouden eventueel ook kunnen worden opgenomen in zowel het inkomstenkader áls de blo.
EFFECTEN	Het opnemen van de nettarieven in inkomstenkader en/of blo heeft de volgende voordelen: • De verhoging van de nettarieven is tijdens besluitvorming (voorjaars- of augustusbesluiting, of tijdens een formatie) zichtbaar via (of: bij vaststelling van) het inkomstenkader. • De begrotingsregels schrijven voor dat er compensatie dient plaats te vinden bij verhoging van de nettarieven (via verhoging lasten elders). • De invulling van de compenserende lastenverzwaring of -verlichting is aan de politiek en maakt onderdeel van de besluitvorming. Er kleven ook nadelen aan het opnemen van de nettarieven in het inkomstenkader/de blo: • De doelen van het inkomstenkader zijn beheersing van de lastendruk op macroniveau en gezonde overheidsfinanciën. Het instrument is daarop ingericht. Door nettarieven op te nemen in het inkomstenkader, wordt minder gestuurd op gezonde overheidsfinanciën. Compensatie via het inkomstenkader van de nettarieven zou leiden tot mutaties van het EMU-saldo, wat in gaat tegen een van de doelen van het inkomstenkader, beheersbare en houdbare overheidsfinanciën. • Het inkomstenkader is daarnaast alleen bedoeld voor belastingen en premies, omdat de politiek controle heeft over het verhogen of verlagen van belastingen en premies: het is een expliciete beslissing om belastingen te verhogen of te verlagen. De verhoging van de nettarieven is een gevolg van investeringsbeslissingen en loopt vervolgens automatisch via de nettarieven. Nettarieven is daarom een vreemde eend in de bijt aan de inkomstenkant van de begroting en dus in het inkomstenkader. Er is geen expliciete keuze mogelijk om nettarieven te verhogen/te verlagen. Het is de vraag of het opnemen in het inkomstenkader of de blo doeltreffend is: • Het opnemen in het inkomstenkader of de blo zal voor huishoudens altijd een veel partiëler beeld zijn dan via het koopkrachtinstrumentarium, omdat niet wordt gekeken naar de totale energiekosten, doordat toeslagen geen onderdeel zijn van het inkomstenkader en de blo (maar wel regelmatig van beleidspakketten rond energiekosten), en doordat er binnen het inkomstenkader en de blo geen onderscheid gemaakt kan worden tussen verschillende groepen huishoudens of groepen bedrijven. Het inkomstenkader en de blo zijn niet geschikt om te sturen op specifieke kosten van levensonderhoud van huishoudens of de productiekosten van bedrijven. • In dit fiche wordt – ten aanzien van de investeringsplannen – uitgegaan van de huidige situatie met de gevolgen voor de nettarieven. Het is ook mogelijk directer bij de bron aan te grijpen, dat wil zeggen bij de besluitvorming rondom de investeringsplannen of via andere vormen van financiering (zie hiervoor relatie met andere beleidsopties) .
RAND-VOORWAARDEN	Voor een eventuele inpassing van nettarieven moet hoe dan ook aan de volgende randvoorwaarden wordt voldaan, waar nu geen sprake van is: • Langjarige betrouwbare ramingen van de nettarieven. Deze ramingen dienen apart aan de inkomstenkant van de begroting gezet te worden als benchmark. • Het inkomstenkader en de blo gaan enkel over beleidsmatige mutaties. In de raming moet daarmee een onderscheid kunnen worden gemaakt tussen het deel van de mutatie van de nettarieven die komt door nieuw beleid, en

	het deel dat komt door andere ontwikkelingen (zoals grondstofprijzen, lonen, etc.). *Aanpassing van definities* • Om geen verschillen met het CBS en CPB te krijgen zal er voor eventuele wijzigingen in de blo of in het inkomstenkader ook overeenstemming moeten worden bereikt met het Centraal Planbureau (CPB) over de uitbreiding van de definities van de blo en het begrip 'collectieve last' binnen het inkomstenkader. • Vanuit het Centraal Bureau voor de Statistiek (CBS) worden de nettarieven niet als 'collectieve last' aangemerkt, waardoor het CPB het waarschijnlijk niet eens is met het herdefiniëren van de blo inclusief de nettarieven. Eventuele verschillen in de blo tussen het Ministerie van Financiën en het Centraal Planbureau zijn onwenselijk, omdat deze begrippen juist de afgelopen jaren opnieuw zijn gedefinieerd en geharmoniseerd voor begrijpelijkheid. • Om het inkomstenkader begrijpelijk te houden en te gebruiken waar het voor dient (budgettaire beheersbaarheid aan de inkomstenkant) is het dan ook logisch om vast te houden aan de definities die momenteel gehanteerd worden, namelijk indien er sprake is van een 'belasting of premie'. • De nettarieven vallen hierbuiten, waardoor het plaatsen van nettarieven in het inkomstenkader uitvoeringstechnisch tot meer uitleg vergt en precedent schept om steeds meer in het inkomstenkader te laten vallen, los van waar het oorspronkelijk voor dient.
BUDGETTAIRE GEVOLGEN	De uitvoering van deze beleidsoptie brengt geen directe kosten met zich mee. Indirect kan het deze beleidsoptie wel gevolgen hebben doordat hiermee de nettarieven onderdeel worden van de lastenbesluitvorming. Compensatie via het inkomstenkader van de nettarieven zou leiden tot verslechtering van het EMU-saldo.
RELATIE TUSSEN BELEIDSOPTIES	Beleidsopties 6.1 en 6.2 zijn onderdeel van hoofdstuk 6 Stroomlijnen van besluitvorming.

Beleidsoptie 6.2 Aanpassen Financiering regionale netbeheerders

OMSCHRIJVING	Deze beleidsoptie geeft twee mogelijkheden om de financiering van de regionale netbeheerders beter te borgen: 1) *Verplichting regionale overheden om te voorzien in voldoende financiering voor de RNB's om zo aan hun wettelijk taak te voldoen.* Hierbij zou een nieuwe juridische grondslag moeten komen in de Energiewet, waarin staat dat de huidige aandeelhouders verplicht zijn te storten bij een kapitaalbehoefte. De juridische kanttekeningen hierbij zijn dat het een afwijking is van het vennootschapsrecht en een inbreuk op het eigendomsrecht. Hiervoor gelden strenge eisen waar waarschijnlijk niet aan kan worden voldaan. Daarnaast zijn gemeenten en provincies volgens de Energiewet geen gereguleerde entiteiten of spelers op de elektriciteitsmarkt. 2) *Of: Afspraken over dividenduitkering om te voorkomen dat de kapitaalbehoefte toeneemt.* a) Het Rijk kan in de kapitaalbehoeften van RNB's voorzien conform het proces vastgelegd in het Afsprakenkader.[105] Bij participatie of vervolgstortingen worden afspraken gemaakt over het dividendbeleid. Het Rijk zet bij participatie in op i) een dividendstop en ii) het hebben van voorrang bij toekomstige dividenduitkering (preferente aandelen). Het afsprakenkader beidt nu ruimte voor afspraken over dividendbeleid bij individuele casuïstiek. Er kan ook worden besloten om de huidige passage in het afsprakenkader over dividendbeleid open te breken en strengere eisen te stellen aan alle toekomstige gevallen. b) Het Rijk kan ook zonder participatie extra voorwaarden stellen aan het dividendbeleid door het Besluit Financiële Beheer Netbeheerder (BFBN) aan te scherpen. De dividendstop bij een rating van BBB- kan worden aangepast naar een dividendstop bij een verslechtering van de rating A- (met *stable outlook*).
RATIONALE	*Investeringen en kapitaalbehoefte* • Netbeheerders hebben als wettelijke taak het organiseren van de distributie en transport van energie en zijn verplicht de benodigde investeringen daarvoor te doen. • Om de investeringsopgave te realiseren hebben de netbeheerders voldoende financiering nodig om aan alle wettelijke investeringen te voldoen en tegelijkertijd hun kredietwaardigheid op peil te houden. Bij een additionele kapitaalbehoefte zijn de aandeelhouders de eerste naar wie gekeken wordt. • Het publiek aandeelhouderschap van netbedrijven kan bijdragen aan de borging van publiek belangen (een betrouwbaar, duurzaam en betaalbaar energiesysteem), maar richt zich in de praktijk voornamelijk op de financiële vraagstukken. Op nationaal niveau gaat het dan om financieringsvragen zoals het bijstorten van eigen vermogen dan wel het verstrekken van nieuwe leningen. Bij medeoverheden gaat het vooral om de dividenduitkeringen die een relatief groot deel uitmaken van de begroting van medeoverheden. *Dividend en kapitaalbehoefte* • Er zijn de afgelopen jaren hoge dividenden uitgekeerd en RNB's keren nog steeds dividend uit, ondanks de potentiële kapitaalbehoeftes in de toekomst.[106] Een voorbeeld: in het jaar van de kapitaalstorting door het Rijk aan Stedin is er ca. 52 miljoen aan dividend uitgekeerd aan de huidige aandeelhouders.

[105] *Rijksoverheid (2022). Afsprakenkader kapitaalbehoefte regionale netbeheerders*
[106] *SIRM (2024). Regulering in transitie? Verkenning van aanpassingen aan economische regulering van elektriciteitsnetten van 2027.*

	• Doordat de Rijksoverheid als vangnet kan bestaan voor de kapitaalbehoefte van de RNB's, kunnen aandeelhouders ervoor kiezen om langer dividend uit te laten keren om andere publieke belangen na te streven en naar het Rijk kijken voor een eventuele storting. De in dit fiche voorgestelde maatregelen moeten deze prikkel verminderen. Uiteraard blijft het Afsprakenkader wenselijk, omdat ook bij het uitkeren van minder dividend er nog kapitaalstortingen nodig kunnen blijven. • Voor Stedin resteert volgens de laatste inzichten tot en met 2030 nog een kapitaalbehoefte van 0,7 miljard euro die nog niet ingevuld is.[107] De gemeente Rotterdam, de grootste aandeelhouder, zou hier naar rato 194 miljoen hieraan moeten bijdragen. Voor de gemeenten Den Haag en Dordrecht is dit respectievelijk 55 en 101 miljoen euro. Het Rijk zou hiervan circa 83 miljoen moeten invullen als uitvloeisel van de participatie in 2023. Alliander en Enexis hebben tot en met 2034 voorlopig geen aanvullende kapitaalbehoefte.
EFFECTEN	1. *Huidige aandeelhouders verplichten te kapitaliseren:* Een nieuwe kapitaalbehoefte van RNB's wordt verplicht ingevuld door de huidige aandeelhouders via een nieuwe juridische grondslag in de Energiewet. /oordelen: o De verantwoordelijkheid van een nieuwe kapitaalbehoefte wordt volledig bij de huidige aandeelhouders gelegd, waardoor de lusten en lasten ook bij de huidige aandeelhouders blijven. o Het aandeelhouderschap blijft, behalve bij Stedin, bij regionale aandeelhouders. Dit kan leiden tot beter bewustzijn van impact van keuzes over regionaal energiebeleid of ruimtelijke vraagstukken op de energie-infrastructuur. Regionale overheden zijn immers verantwoordelijk voor die keuzes (waar komt een woonwijk, een datacentrum, welke eisen worden gesteld aan de aanleg van netwerken etc.) en dit kan resulteren in hogere kosten en investeringen voor de regionale netbeheerder. De vraag is wel hoe sterk dit effect is als netbeheerders tientallen aandeelhouders hebben.[108] o Er is geen *'lender of last resort'* meer, die in de huidige situatie mogelijk minder aanleiding geeft om de dividenduitkering te deprioriteren. o Het Rijk hoeft niet bij te storten (minder druk op overheidsfinanciën). • Nadelen: o Voor de aandeelhouders heeft deze optie financiële consequenties. Voor een deel van de aandeelhouders, vooral kleinere gemeenten, kunnen kapitaalstortingen een groot onderdeel zijn van de financiële ruimte. o Tot nog toe is het ook niet mogelijk geweest om aandelen direct te verkopen, anders dan door verwatering van aandelen, en aandeelhouders kunnen daardoor niet onder deze verplichting uitkomen. o Het Rijk trekt zich met deze optie terug uit het Afsprakenkader van oktober 2022 en toont zich een onbetrouwbare partner. o Hier zitten grote juridische risico's aan (zie Randvoorwaarden). 2. *Afspraken over dividenduitkeringen* a. *Bij participatie van het Rijk:* Het Rijk vult de nieuwe kapitaalbehoefte in op basis van het Afsprakenkader. De deelname van de staat of een nieuwe

[107] *Na de GRE-uplifting en de storting van het Rijk. Hierin zijn ontwikkelingen in programma's die de energietransitie faciliteren niet meegenomen. Zie ook Stedin (2023). Aandeelhouderscommissie 2024-049 Bijlage 3 Brief Aandeelhouderscommissie Stedin aan Cornerstone Investors*

[108] *Een complicerende factor is dat aandeelhouders verdeeld is over veel partijen en de geografische spreiding van aandeelhouders niet overeenkomt op de verzorgingsgebieden van netbeheerders. Het zou op zich logisch zijn te komen tot een congruent herontwerp, maar dit zou te zeer afleiden van het doorzetten van wat nodig is voor de energietransitie die nu prioriteit heeft.*

kapitaalstorting wordt uitgewerkt in een participatieovereenkomst of stortingsovereenkomst. Hierover wordt onderhandeld met de netbeheerder en de aandeelhouders. Het Rijk zet hierbij in op een (i) dividendstop en (ii) op preferente aandelen voor het Rijk. Dit betekent dat, wanneer dividenduitkering verantwoord is, het Rijk als eerste uitgekeerd krijgt.

- Voordelen:
  - Zodra het Rijk deelneemt wordt er, zolang dat niet verantwoord is, geen kapitaal meer onttrokken uit de onderneming.
  - Het Rijk heeft bij preferente aandelen voorrang op dividenduitkering wanneer hiervoor voldoende winst wordt gemaakt, wat gunstig is voor de Rijksoverheidsfinanciën. Het Rijk wordt aandeelhouder en krijgt hierdoor zeggenschap op het financieringsplan en de benoeming van een commissaris met een financieel profiel. Op deze manier kan meer grip worden gehouden op de ontwikkeling van de financiële positie van netbeheerders.[109]
  - Het Rijk neemt verantwoordelijkheid voor haar eigen beleidsdoelstellingen (energie- en klimaatbeleid).
  - Het kan huidige aandeelhouders een prikkel geven om toch zelf te storten gegeven omdat er anders een dividendstop volgt en er daarmee financiële consequenties zijn.
- Nadelen:
  - Deze maatregel kan de huidige aandeelhouders aanleiding geven om vóór participatie van het Rijk de dividenduitkering te prioriteren en zo min mogelijk eigen kapitaal te storten, wetende dat er een *'lender of last resort'* is.
  - Het eenzijdig proberen aan te passen van het Afsprakenkader kan ertoe leiden dat ook andere afspraken uit dat kader worden aangepast. Dit kan gevolgen hebben voor de beoordeling van het Afsprakenkader en daarmee de kredietwaardigheid van de netbeheerders door de markt.
  - Er is een kans dat kapitaalstortingen door het Rijk als EMU-saldo relevant worden beoordeeld door het CBS en Eurostat. Dit maakt additionele stortingen mogelijk lastiger indien het Rijk de (Europese) grenzen van het EMU-saldo bereikt of andere beleidsprioriteiten heeft.

b. Dividendstop door eisen stellen in het BFBN: Een dividendstop bij een verslechtering van de rating A- (met *stable outlook*).

- Voordelen:
  - Er wordt, zolang dat niet verantwoord is, geen kapitaal meer onttrokken aan de onderneming.
  - Het zorgt voor behoud van een hogere credit rating, waardoor de netbeheerder financiering tegen gunstiger condities kan aantrekken.
  - De verantwoordelijkheid voor het invullen van een nieuwe financieringsbehoefte wordt sneller bij de huidige aandeelhouders gelegd, wat ervoor zorgt dat de overheidsfinanciën van het Rijk niet of minder zwaar belast worden.
  - Het kan aandeelhouders aanmoedigen om kapitaal te storten omdat helemaal niet storten betekent dat er langer geen dividend wordt uitgekeerd.
- Nadelen:
  - Aan de andere kant kunnen regionale aandeelhouders worden ontmoedigd om bij te storten, omdat ze niet direct van het dividend van hun investering kunnen profiteren.

[109] *Rijksoverheid (2023). Participatie in Stedin.* file (overheid.nl)

- Voor de aandeelhouders heeft deze optie financiële consequenties. Een deel van de aandeelhouders is afhankelijk van het dividend ter dekking van andere uitgaven.

RAND-VOORWAARDEN

Informatie op orde

Voor maatregel 2a is het voor het begrotingsbeleid essentieel dat het Rijk tijdig scherp heeft wat de kapitaalbehoefte van regionale netbeheerders is, hierover zijn in het Afsprakenkader afspraken gemaakt.

Juridische voorwaarden

- Maatregel 1: Er dient een grondslag/nieuw artikel in de Energiewet te worden gemaakt waarbij de huidige aandeelhouders bij een nieuwe financieringsbehoefte worden verplicht kapitaal te storten. Dit vereist een verandering in de recent aangenomen Energiewet. Hieraan kleven grote juridische risico's:
  - Het is een afwijking van het vennootschapsrecht, dat niet past in het systeem van boek 2BW en vanuit vennootschapsrechtelijk perspectief onwenselijk is. Een dergelijke afwijking dient te worden onderbouwd op basis van een publiek belang en kent eisen met betrekking tot subsidiariteit en proportionaliteit.
  - De Energiewet bevat al waarborgen dat RNB's in principe voldoende investeren en dat ook zouden kunnen doen, die mogelijk dubbelop zijn met voorgesteld artikel, waardoor de onderbouwing niet als gerechtvaardigd kan worden beschouwd, dit betreffen de artikelen
    - (artikel 3.25 beheer- en ontwikkeltaak);
    - (artikelen 3.34-3.36 investeringsplan);
    - (artikel 3.12 statutenbepalingen uitkeren winst);
    - (artikel 3.13 verbod beschikbaar stellen systeem voor financiële middelen);
    - (artikel 3.75 Energiebesluit);
  - Het past niet binnen het systeem van de Energiewet, met enerzijds verplichtingen voor marktdeelnemers op de energiemarkten en anderzijds taken en verplichtingen voor systeembeheerders, om verplichtingen op te leggen aan aandeelhouders van systeembeheerders.
  - Er dient nader te onderzocht worden of het een nieuwe taak betreft voor de aandeelhouder en zo ja dan zal een procedure op grond van artikel 2 van de Financiële Verhoudingswet opgestart moeten worden.
- Maatregel 2b: Het BFBN dient te worden aangepast.

Draagvlak

- Maatregel 1: huidige aandeelhouders verplichten te kapitaliseren
  - Niet alle medeoverheden hebben een participatie in netbeheerders, ook staat het aandeelhoudersbelang niet in verhouding tot aantal aansluitingen in de gemeente en/of provincie.
  - Hoe het Rijk medeoverheden kan compenseren voor deze (verplichte) uitgave is onduidelijk. Dit kan niet (eenvoudig) via de geijkte wegen zoals gemeente- en provinciefonds.
- Maatregel 2a: afspraken over dividenduitkeringen bij participatie/storting Rijk
  - Conform het Afsprakenkader is er draagvlak onder regionale netbeheerders en de huidige aandeelhouders om bij een kapitaalbehoefte participatie van het Rijk te overwegen.

	○ Er is waarschijnlijk weinig draagvlak bij regionale aandeelhouders voor een dividendstop bij Rijksparticipatie, gegeven de afhankelijkheid hiervan voor de gemeentelijke begrotingen. Dit is ook gebleken bij de Rijksparticipatie in Stedin. • Maatregel 2b: afspraken over dividenduitkeringen door wijziging in de BFBN ○ Er is waarschijnlijk weinig draagvlak bij regionale aandeelhouders voor een vanuit het BFBN verplichte aangescherpte bepaling over een dividendstop. Voor verandering van het BFBN is echter geen instemming van regionale aandeelhouders/overheden nodig.
BUDGETTAIRE GEVOLGEN	Maatregel 1: huidige aandeelhouders verplichten te kapitaliseren ○ Door de financieringsbehoefte op te laten lossen door aandeelhouders (voornamelijk medeoverheden) verslechtert mogelijk op kortere termijn de financiële positie van medeoverheden (op langere termijn staan hier dividenden tegenover), waardoor het mogelijk is dat het Rijk bij een aantal medeoverheden in moet springen om dit op te lossen. ○ Mogelijkheden van medeoverheden om hun aandelen te verkopen zijn zeer beperkt, vanwege de verplichting dat deze aandelen in hand moeten zijn van publieke aandeelhouders. In het verleden is gebleken dat er eigenlijk geen mogelijkheid is om de aandelen te verkopen aan andere overheden. • Maatregel 2a: afspraken over dividenduitkeringen bij participatie/storting Rijk ○ Bij deze maatregel zullen er budgettaire gevolgen zijn voor Rijk, ten laste van de staatsschuld. Deze maatregel houdt in dat het Rijk het kapitaalstortingsverzoek van een regionale netbeheerder pas inwilligt na ambtelijke en politieke besluitvorming hierover. De budgettaire gevolgen hangen af van in welke mate er een financieringsbehoefte aanwezig is. Conform artikel 2 van de Gemeentewet kan het Gemeentefonds verlaagd worden indien het Rijk een taak overneemt van medeoverheden om daarmee die taak te financieren. Dit heeft weer impact op de begrotingen van medeoverheden. • Maatregel 2b: afspraken over dividenduitkeringen door wijziging in de BFBN. ○ De dividendinkomsten van medeoverheden nemen tijdelijk af.
RELATIE TUSSEN BELEIDSOPTIES	Beleidsopties 6.1 en 6.2 zijn onderdeel van hoofdstuk 6 Stroomlijnen van besluitvorming.

BIJLAGE 7

Tarieven, nieuwe nettariefstructuren en aansluit- en transportvoorwaarden

De opbouw van de rekening

Nederlanders ontvangen doorgaans één energierekening met gescheiden netbeheer- en leveringstarieven, voortkomend uit de structuur van de huidige energiemarkt. Het sturen en innen van de energierekening is de verantwoordelijkheid van energieleveranciers (het zogenoemde leveranciersmodel). Rond de eeuwwisseling werd de Nederlandse energiemarkt geliberaliseerd. Dit proces startte met de Elektriciteits- en Gaswet van 1998 en werd afgerond in 2004 en maakte een einde aan het monopolie van publieke nutsbedrijven. Het gaf consumenten de vrijheid om zelf een energieleverancier te kiezen. Om eerlijke concurrentie te bevorderen, werden netbeheer en energielevering gescheiden. Netbeheerders werden verantwoordelijk voor onderhoud en uitbreiding van het elektriciteitsnet en konden kosten doorrekenen via gereguleerde nettarieven, vastgesteld door de ACM. De scheiding en de komst van nieuwe - minder ervaren - leveranciers leidde tot praktische problemen, zoals dubbele rekeningen en meterstanddisputen. Om de complexiteit van de energierekening te verminderen, werd in 2009 het capaciteitstarief ingevoerd. Dit uniforme tarief voor huishoudens sloot aan bij hun vergelijkbare verbruiksprofielen en beperkte belasting van het net. Destijds was de elektriciteitsvraag stabiel en netuitbreiding nauwelijks nodig, waardoor het tariefstelsel eenvoud en efficiëntie bood.

De huidige kosten van netbeheerders worden overwegend als "vlak tarief" in rekening gebracht bij eindverbruikers. Er zijn grofweg vier soorten tariefdragers (kW contract, kW max, kWh en aansluitcapaciteit) en twee soorten eindgebruikers: groot- en kleinverbruikers.[110] De eerste drie tariefdragers zijn relevant voor grootverbruikers en de laatste voor kleinverbruikers. Grootverbruikers zijn aangesloten op het hoog- en middenspanningsnet en betalen andere tarieven dan kleinverbruikers met een aansluiting op het laagspanningsnet. Van de hierboven genoemde tariefdragers is alleen het kWh-tarief verbruiksafhankelijk.[111] Hierdoor wordt slechts een beperkt deel van de grootverbruikers op het hoogspanningsnet geprikkeld om piekuren op het net te vermijden. Momenteel is waarschijnlijk minder dan 1% van de aansluit- en transportovereenkomsten flexibel (oftewel niet-vast, 'non-firm'), al zijn definitieve cijfers (nog) niet beschikbaar. De prikkels bij kleinverbruikers zijn vooral gericht op het algemeen beperken van individueel gebruik – via het volume van de gebruikte energie en de prijs daarvan - en houden geen rekening met gebruik van het net naar verbruik, tijd, plaats of transportafstand. Ze geven dus geen prikkel om de piekbelasting op het net op bepaalde uren te vermijden.

Grootverbruikers betalen tarieven op basis van gecontracteerde transportcapaciteit (kW contract) en de hoogste vermogenspiek in de maand (kW max). Grootverbruikers die aangesloten zijn op laagspanning of middenspanning betalen daarnaast een tarief op basis van de hoeveelheid afgenomen elektriciteit (kWh). Voor kWh geldt een hoog en een laag tarief. In de huidige tariefstructuur betalen grootverbruikers tarieven op basis van de maandelijkse en jaarlijkse maximale piek. Eén enkele hoge piek leidt dus tot hogere netwerktarieven voor zowel die maand als het hele jaar. Hierdoor wordt gestuurd op een enkel piekmoment, in plaats van op het daadwerkelijke verbruik op verschillende momenten.

Huishoudens, veel mkb'ers en instellingen hebben een kleinverbruikersaansluiting en betalen nettarieven op basis van de capaciteit van de aansluiting, niet op verbruik. Kleinverbruikers verschillen onderling: ondernemers vertonen ander energiegedrag dan huishoudens. De nettarieven zijn gebaseerd op de aansluiting en niet op verbruik. Dat betekent

[110] *Er wordt onderscheid gemaakt tussen klein- en grootgebruikers vanwege Europese en nationale klimaat- en energiedoelen, zoals die rond CO2-reductie en energiebesparing.*
[111] *ACM (2024). Uitgangspunten voor de tariefstructuur elektriciteit.*

dat alle huishoudens met een aansluiting tot 3x25A allemaal hetzelfde bedrag betalen voor het gebruik van het net (in 2024 gemiddeld circa €390 per jaar[112], circa 25-30% van de energierekening), terwijl het gebruik - zowel in de tijd als in absolute zin - onderling sterk kan verschillen. Naast het gegeven dat er hierdoor beperkt sprake is van de 'gebruiker-betaalt', kan dit als onrechtvaardig worden ervaren. Huishoudens met een warmtenetaansluiting betalen bijvoorbeeld evenveel als huishoudens met een warmtepomp, laadpaal en/of zonnepanelen terwijl deze laatste groep het net over het algemeen zwaarder belast.

Nieuwe tariefstructuur, aansluit- en transportvoorwaarden

De nettarievenstructuur voor elektriciteit en de aansluit- en transportvoorwaarden van netbeheerders voor elektriciteit zouden hervormd kunnen worden op een wijze die netgebruikers prikkelt tot efficiënter netgedrag, met name door de beprijzing van netgebruik (verder) te differentiëren op basis van tijd en locatie. De huidige nettarievenstructuur van de aansluit- en transporttarieven en de daarmee verband houdende aansluit- en transportvoorwaarden geven relatief beperkte prikkels voor efficiënt netgebruik. Het gebrek aan dergelijke prikkels betekent dat netgebruikers in hun keuzes rond aansluiting op en gebruik van het elektriciteitsnet geen of onvoldoende rekening houden met de kosten voor de elektriciteitsinfrastructuur die daarmee samenhangen. De introductie van nettarievenstructuren en/of aansluit- en transportvoorwaarden met betere prikkels stimuleert netgebruikers direct om (meer) rekening te houden met de effecten van hun keuzes op de elektriciteitsinfrastructuur. Een aanpassing zou netgebruikers dwingen om bij hun keuzes meer rekening houden met de kosten voor de elektriciteitsinfrastructuur. Efficiënter netgebruik betekent dat er minder snel noodzaak tot netverzwaring optreedt en daarmee verbetert de betaalbaarheid van de elektriciteitsinfrastructuur.

Rol van de ACM, de Rijksoverheid, netbeheerders en marktpartijen

De invulling van de nettarievenstructuur en aansluit- en transportvoorwaarden is Europeesrechtelijk toegekend aan ACM als een van haar onafhankelijke bevoegdheden. Instructies van de politiek, inclusief de wetgever, aan de toezichthouder over tarieven of andere voorwaarden zijn op grond van Europeesrechtelijke kaders en jurisprudentie niet toegestaan. In deze bijlage wordt daarom slechts in algemene zin omschreven hoe aanpassingen van de nettarievenstructuur en de aansluit- en transportvoorwaarden zouden kunnen bijdragen aan de doelen van het IBO en in kaart gebracht welke aanpassingen van de nettarievenstructuur en aansluit- en transportvoorwaarden ACM al vastgesteld heeft en welke zij nog onderzoekt. Voor de Rijksoverheid is er dan ook geen handelingsperspectief. Wel kan de Rijksoverheid maatregelen nemen die bijvoorbeeld het effect van een wijziging van de nettarieven versterkt of juist nadelige effecten ervan beperkt. Aanpassingen van de nettarievenstructuur en de aansluit- en transportvoorwaarden gebeurt normaliter op voorstel van één of meerdere netbeheerders. ACM stelt deze (onafhankelijk) vast. Het is Europees-wettelijk (en nationaal) verplicht dat netbeheerders en ACM op verschillende momenten alle relevante stakeholders betrekken bij de totstandkoming van deze voorstellen. Dit gebeurt in het zogenaamde "Gebruikersplatform Elektriciteits- en Gastransportnetten" ofwel het "GEN", een platform waarin netbeheerders hun voorstellen bespreken met representatieve (markt)organisaties) alvorens deze in te dienen bij ACM. KGG is vaak nauw betrokken bij de totstandkoming van deze voorstellen, al heeft zij daarbij geen formele rol.

Aanpassingen van de nettarievenstructuur en de aansluit- en transportvoorwaarden.

Hieronder volgt een overzicht van aanpassingen van tariefstructuren en aansluit- en transportvoorwaarden die zijn vastgesteld door ACM of momenteel onderzocht worden door ACM of netbeheerders, met een appreciatie van de verwachte of mogelijke effecten.

Non-firm aansluit- en transportovereenkomst (ATO)

In 2024 heeft ACM besloten over de introductie van verschillende, alternatieve aansluit- en transportcontracten. Deze contracten zijn met name interessant voor (grotere) partijen die hun

[112] *Strategy& PwC (2024). Financiële Impact Energietransitie voor Netbeheerders ("FIEN+").*

netgebruik flexibel kunnen inrichten, niet kleinverbruikers. Ten eerste besloot ACM in januari 2024 over de introductie van de zogenaamde non-firm aansluit- en transportovereenkomst (ATO), een transportcontracten zonder een vaste (firm) transportcapaciteit.[113] In congestiegebieden kunnen netgebruikers een dergelijk contract afsluiten met netbeheerders. Hiertegenover staat een korting op de nettarieven. Voor het niet-vaste gedeelte van het transportcontract, geeft een netbeheerder op dagbasis aan welk deel (wanneer) gebruikt kan worden. Hieruit volgt een korting van ongeveer 50%. Dit type contract bieden netbeheerders sinds april 2024 aan.

Tijdsduur- en tijdsblokgebonden transportrechten
Daarnaast heeft ACM in juli 2024 een ontwerpbesluit genomen over de introductie van het tijdsduurgebonden transportrecht en het tijdsblokgebonden transportrecht.[114] Hoewel de exacte vormgeving van deze bovenstaande contracten verschilt, hebben zij gemeen dat efficiënter netgebruik wordt beloond. Bijvoorbeeld doordat netgebruikers piekbelastingsmomenten weten te vermijden. Hoe meer netgebruikers hun gedrag aanpassen via het gebruik van deze contracten, hoe efficiënter schaarse netcapaciteit wordt benut en hoe meer ruimte ontstaat voor nieuwe netgebruikers.

Het tijdsduurgebonden transportrecht wordt ingevoerd op het net van TenneT en geeft een netgebruiker een vast recht op transport gedurende 85% van de uren op jaarbasis. Op de resterende 15 procent van alle uren kan de netgebruiker door TenneT gevraagd worden om hun gebruik van het stroomnet gedeeltelijk of geheel te reduceren wanneer dat helpt bij congestieproblemen. Hiertegenover staat een korting van circa 50 procent op het transportnettarief. Deze regeling is interessant voor netgebruikers met een flexibel verbruik, zoals netgebruikers met batterijcapaciteit. Een eerste contract met een grootschalige batterij-exploitant is reeds gesloten. TenneT mag het contract vanaf april 2025 aanbieden en is hiertoe verplicht per oktober 2025.

Het tijdsblokgebonden transportrecht geeft de aangeslotene recht op transport binnen met de netbeheerder afgesproken tijdsblokken. Dit transportrecht komt beschikbaar op de regionale netten. Ook bij dit contracttype ontvangt de netgebruiker een aanzienlijke korting op zijn nettarief. Deze is naar rato van aandeel niet vast toegekende transportcapaciteit. Deze contractvorm is het meest interessant voor netgebruikers slechts op specifieke momenten of dagdelen transportcapaciteit nodig hebben. Denk hierbij aan bijvoorbeeld aan een mobiliteitsbedrijf die haar elektrische auto's of bussen 's nachts laadt. Dit type alternatieve transportvoorwaarden wordt vanaf 1 april 2025 aangeboden.

Tijdsgebonden transportnettarieven
ACM heeft daarnaast op 9 juli besloten over de invoering van tijdsgebonden tarieven voor TenneT.[115] Per 1 januari 2025 worden deze ingevoerd. Hierbij zal het geldende nettarief deels afhankelijk worden van het moment van dag. Op piekmomenten, wanneer het net het zwaarst belast wordt, gelden dan relatief hoge transportnettarieven. Op momenten waarop nog veel ruimte op het net beschikbaar is, zullen de transportnettarieven dalen. Vermoedelijk zullen netgebruikers als gevolg van deze aanpassing proberen kosten te besparen door hun transportvraag naar goedkopere momenten kunnen verplaatsen. Een netgebruiker die haar gebruik optimaal aanpast, kan tot 15% korting op de nettarieven realiseren.

Groeps-transportovereenkomst
De netbeheerders hebben daarnaast in november 2024 het codewijzigingsvoorstel groepstransportovereenkomst (GTO) ingediend bij de ACM.[116] Op basis van dit voorstel kunnen verschillende netgebruikers met verschillende verbruiksprofielen een gezamenlijke transportovereenkomst sluiten met de netbeheerder. Dit wordt soms ook wel aangeduid als een

[113] *ACM (2024). Codebesluit non-firm ATO.*
[114] *ACM (2024). Codebesluit Alternatieve transportrechten.*
[115] *ACM (2024). Codebesluit tijdgebonden transporttarieven hoogspanningsnetten.*
[116] *ACM (2024). Voorstel codewijziging groepstransportovereenkomst.*

vorm of variant van "een energiehub". Door slimme afstemming van vraag, aanbod en opslag van elektriciteit binnen de groep kan de gezamenlijke belasting van de deelnemers van het elektriciteitsnet verlaagd worden. Hierdoor kan ruimte ontstaan voor nieuwe vraag in de groep, bijvoorbeeld voor een gezamenlijke investering in elektriciteitsopslag of laadfaciliteiten of komt ruimte vrij voor het honoreren van nieuwe transportaanvragen op de wachtrij. Hier staan (gezamenlijke) lagere nettarieven tegenover. De verwachting is dat ACM in 2025 een besluit over het voorstel neemt, waarna de netbeheerders de GTO in de tweede helft van 2025 dit soort contracten kunnen gaan aanbieden.

Vooruitlopend hierop wordt al ervaring opgedaan met deze contractvorm. ACM staat het namelijk toe dat netbeheerders de GTO alvast op kleine schaal aan hun aangeslotenen aanbieden, o.a. om hier ervaring mee op te doen.

Nieuw nettarief voor kleinverbruikers
Berenschot heeft onderzoek gedaan naar een alternatief nettarief voor kleinverbruikers gepubliceerd.[117] Aanleiding is dat de huidige nettarievenstructuur van kleinverbruikers geen prikkels kent voor efficiënt netgebruik. Het (transport)nettarief is slechts afhankelijk van de capaciteit van de aansluiting en gebruiksverschillen in afgenomen vermogen, invoeding en tijd worden niet via het nettarief beprijsd. De netbeheerders stellen voor om een tijdsafhankelijk nettarief per afgenomen kWh per uur in te voeren voor deze groep netgebruikers. Op piekmomenten is het tarief dan hoger dan op dalmomenten. Daarbij geldt bovendien in zomermaanden een ander prijsprofiel dan in wintermaanden, om rekening te houden met de seizoenseffecten van zonnepanelen en warmtepompen. In aanvulling op het tijdsafhankelijke tarief geldt een vastrecht dat – zoals nu – afhankelijk is van de capaciteit van de aansluiting.

Een dergelijk nettarief stimuleert kleinverbruikers om elektrische auto's buiten piekmomenten te laden of om warmtepompen slim in te zetten om het net te ontlasten en maakt alternatieve verduurzamingsopties zoals warmtenetten in vergelijking aantrekkelijker. In een onderzoek van Berenschot concludeert zij dat het alternatieve nettarief "leidt tot een significante piekreductie voor afname per trafo, afhankelijk van het type wijk" en betekent dat er "meer nieuwbouwwoningen, warmtepompen, elektrische auto's en kookplaten (kunnen) worden aangesloten" en dat er "in een gemiddelde buurt […] maar drie in plaats van vier nieuwe wijkstations gebouwd te worden om het net klaar te maken". De huidige planning gaat uit van indienen van het voorstel bij de ACM in Q1 2025 naar ACM. De inregeling van het nieuwe kleinverbruikerstarief is zeer complex. Netbeheerders gaan er nu vanuit dat hier een periode van 4 tot 6 jaar voor nodig is. Samen met ACM en de netbeheerders onderzoekt KGG of dit mogelijk is te versnellen.

Dit nieuwe nettarief zal leiden tot herverdeling. Huishoudens die relatief weinig gebruik maken van het elektriciteitsnet kunnen het nettarief tot circa 50% zien dalen. Voor heel intensieve gebruikers van het net kan het nettarief maximaal verdubbelen.

Nog in onderzoeksfase
Netbeheerders zijn gestart met een onderzoek hoe tijdsgebonden transportnettarieven voor grootverbruikers ook op de regionale netvlakken kan worden uitgewerkt. Het streven is per 2027 ook tijdsafhankelijke nettarieven op de regionale netvlakken te hebben. Naar verwachting zal ook deze wijziging efficiënter netgebruik stimuleren en investeringen in flexibiliteit waardevoller maken.

Hiernaast heeft ACM ook al aangegeven verdere dynamisering van tijdsgebonden nettarieven en locatieafhankelijke nettarieven nader te willen onderzoeken. Het tijdsgebonden transporttarief dat januari 2025 in werking treedt is namelijk relatief statisch en bijvoorbeeld niet gedifferentieerd per netdeel.

[117] *Berenschot (2024). Verkenning alternatief nettariefstelsel kleinverbruik.*

Tot slot onderzoekt ACM de invoer van een eventueel invoedingstarief – een tarief dat (meer) netkosten in rekening brengt bij netgebruikers die (voornamelijk) elektriciteit invoeden.[118] Dit zou een verstrekkende wijziging van de nettarievenstructuur zijn, omdat op grond van de huidige nettarievenstructuur hiervoor geen tarief wordt gerekend.

ACM heeft een aantal varianten van het invoedingstarief laten doorrekenen door CE Delft. Het betreft vier varianten die het netgebruik beprijzen op basis van vermogen (kW), waarbij respectievelijk niet, uitsluitend met één of met twee additionele factoren rekening wordt gehouden: het moment van het gebruik van het net en/of de locatie. Daarnaast is een variant doorgerekend die het netgebruik beprijst op basis van ingevoede energie (kWh) en een aangepast aansluittarief waarin diepe netkosten zijn verrekend. De verschillende varianten lopen uiteen voor wat betreft hun effecten.[119] Het rapport geeft aan onder andere aan een invoedingstarief waarschijnlijk zal leiden tot lagere investeringsbereidheid in nieuwe opwek, beperkte stijging van de elektriciteitsprijs, vermindering van netbelasting van netdelen waar veel invoeding plaatsvindt, netto meer import en een lichte stijging van de gemiddelde energierekening. Dit hangt echter zeer sterk af van de precieze vormgeving en eventueel flankerend beleid. De ACM streeft ernaar om in 2025 een ontwerpbesluit voor een invoedingstarief te publiceren.[120]

[118] ACM (2024). ACM start met voorbereiding van invoedingstarief voor grote producenten van elektriciteit.
[119] CE Delft (2024). Analyse en doorrekening van invoedingstarief.
[120] ACM (2024). ACM start met voorbereiding van invoedingstarief voor grote producenten van elektriciteit.

BIJLAGE 8

Maatschappelijke kosten en baten van het elektriciteitsnetwerk

Algemeen

Tot 2040 zullen de netbeheerders volgens hun prognose cumulatief 200 miljard euro investeren in het Nederlandse elektriciteitsnetwerk. Verschillende partijen hebben onderzocht wat deze netuitbreiding, maar ook en het beter benutten van het net kunnen opleveren voor Nederland. Veel analyses laten zien dat het niet-investeren leidt tot maatschappelijke kosten, maar ook tot het mislopen van maatschappelijke baten. Bovendien is het betwistbaar dat het zeer beperken van de investeringen in het elektriciteitsnetwerk leiden tot lagere kosten voor de eindgebruiker.

Misgelopen maatschappelijke baten

Onderzoek van de Boston Consulting Groep stelt, gebaseerd op onderzoek van Ecorys uit 2024, dat het oplossen van netcongestie op het laag (LS)- en middenspanningsnet (MS) zo'n 10 tot 40 miljard euro per jaar kan opleveren. Recenter Ecorys-onderzoek uit januari 2025 stelt dat de maatschappelijke kosten als gevolg van de wachtrij bij TenneT, waarin ook aanvragen vanuit de regionale netbeheerders zijn opgenomen, 8 tot 30 miljard euro per jaar bedragen.[121] Deze bedragen kunnen nog verder oplopen als de netcongestie in de komende jaren blijft toenemen en bedrijven daardoor minder investeren. In de BCG-studie komende deze miljarden euro voort uit misgelopen baten voor de economie, duurzaamheid en het niet realiseren van maatschappelijke voorzieningen:

1. *Misgelopen economische baten*. Door netcongestie op het LS en MS vlak lopen we per jaar circa 10 tot 35 miljard euro aan economische baten mis. Het zorgt ervoor dat er maar beperkt nieuwe bedrijven kunnen starten en huidige bedrijven niet kunnen uitbreiden. Dit bedrag kan verder oplopen als een deel van de energie-intensieve energie vertrekt, gezien de gevolgen voor de economische activiteit en werkgelegenheid.
2. *Minder verduurzaming*. Netcongestie blokkeert de verduurzamingsagenda. Dat kost afgerond zo'n €0,8 tot €1,4 miljard euro per jaar op LS en MS-niveau. Het zorgt ervoor dat duurzame opwekcapaciteit niet aangesloten kan worden op het stroomnetwerk (€400 – 800 miljoen per jaar) en het belemmert de elektrificatie van bedrijven en woningen (€400- 600 miljoen per jaar).
3. *Vertraagde ontwikkeling van maatschappelijke voorzieningen*. Netcongestie kan de ontwikkeling van noodzakelijke infrastructuur in de nabije toekomst ernstig vertragen en kan Nederland per jaar 0,1 tot 2,5 milard euro op LS- en MS-niveau gaan kosten. Een voorbeeld is de gemeente Almere waar de bouw van 75.000 nieuwe woningen vast dreigt te lopen doordat er tot 2030 onvoldoende ruimte is op de onderstations om deze huizen en de bijbehorende voorzieningen aan te sluiten. Ook zien Netbeheer Nederland en BCG dat het uitbreiden van de dienstregeling op het spoor lastiger wordt door een gebrek aan capaciteit op het stroomnet.

Lagere of zeer beperkte investeringen in het net kunnen ook een rem vormen op de natuurlijke ontwikkeling van de maatschappij en economie. De belangen van bestaande partijen, met een bestaande aansluit- en transportovereenkomst, worden namelijk verstevigd ten opzichte van nieuwe partijen, zonder de zekerheid van een aansluiting en transport op het elektriciteitsnetwerk.

Hogere maatschappelijke kosten

Naast dat investeringen in het elektriciteitsnetwerk het mogelijk maak om maatschappelijke baten te realiseren is het ook een mogelijkheid om maatschappelijke kosten te beperken. Volgens het IEA leidt vertraging in de investeringen in en hervormingen van het elektriciteitsnet tot langer gebruik van fossiele brandstoffen, een substantiële toename in CO2-uitstoot, waardoor de energietransitie wordt vertraagd en het 1,5°C-doel buiten bereik blijft.

[121] *Ecorys (2025). Maatschappelijke impact van tijdige netuitbreiding door TenneT.*

1. *Kosten fossiele brandstoffen*. Het gebruik van fossiele brandstoffen wordt in Europa beprijsd onder het ETS1 voor de industrie en elektriciteitssector en binnenkort via het ETS2 in andere sectoren, zoals de gebouwde omgeving. Door het afnemende aantal rechten onder het EU ETS zal de kostprijs voor CO_2-uitstoot verder toenemen en daarmee de kosten voor het gebruik van fossiele brandstoffen.[122] Daarmee leidt een rem op netwerkinvesteringen en daarmee verduurzaming via elektrificatie uiteindelijk tot hogere maatschappelijke kosten.
2. *Kosten van klimaatverandering.* Onderzoek van de Universiteit van Utrecht laat zien dat de schade als gevolg van klimaatverandering in 2100 ongeveer 10-12% van het BBP kan zijn bij een tempratuurstijging van 3 graden Celsius.[123] Echter wanneer de mondiale tempratuurstijging beperkt blijft tot 2 graden Celsius blijft dan blijft de mondiale schade van klimaatverandering beperkt tot 2% van het BBP.
3. *Kosten van energie-afhankelijkheid.* Het IEA laat in haar *Grid Delay Scenario* zien dat vertraagde uitrol van elektriciteitsnetwerken leidt leiden tot meer dan 500 miljard aan stijgende invoerkosten voor importerende landen.[124] Hier komen nog eventuele kosten bij van het geopolitieke risico bij grootschalige import, zoals bleek tijdens de energiecrisis van 2022.

Niet investeren: positief effect voor de eindgebruiker onzeker

Naast dat niet investeren in het elektriciteitsnetwerk leidt tot misgelopen economische baten en hogere maatschappelijke kosten, is het onzeker of het daadwerkelijk zal leiden tot significant lagere elektriciteits- en energiekosten voor de eindgebruiker. Dit vanwege kostenverschuiving tussen componenten van de netbeheerkosten en energierekening, maar ook het volume-effect:

1. *Verschuiving tussen netbeheerkosten*. Voor netbeheerders is het voorstelbaar dat een reductie in kapitaalskosten (CAPEX) leidt tot een toename in operationele kosten (OPEX) en dus dat de totale netbeheerkosten, die bepalend zijn voor de netwerktarieven, gelijk blijven. Thomassen et al. (2024) laten zien dat een de uitrol van een elektriciteitsnetwerk dat achterblijft bij de uitrol van hernieuwbare elektriciteitsproductie leidt tot een zeer grote stijging van de behoefte aan *redispatch* en congestiemanagement door de netbeheerder.[125] [126] De kosten voor *redispatch* kunnen ongeveer 150% toenemen in 2040 bij de vergelijking tot het *business-as-usual scenario* ten opzichte van het meest ambitieuze scenario.
2. *Verschuiving tussen energie inkoop- en netwerkkosten*. Hernieuwbare en CO_2-vrije elektriciteitsproductie kent relatief lage marginale productiekosten wat bij een groot aanbod leidt lagere (dag-vooruit) elektriciteitsprijzen. Hiervoor is het wel van belang dat deze hernieuwbare en CO_2-vrije elektriciteitsproductie aangesloten en getransporteerd kan worden op het elektriciteitsnet. Zo kent Nederland met zijn offshore wind potentieel op de Noordzee een relatief aantrekkelijke positie qua elektriciteitsprijzen, die naar verwachting ~10% lager kunnen zijn dan in omringende landen op de lange termijn. Andersom kan het niet investeren in het elektriciteitsnetwerk dus leiden tot hogere inkoopkosten voor elektriciteit.
3. *Volume-effect.* Het verlagen van de CAPEX-kosten door het niet of beperkt investeren in het elektriciteitsnetwerk hoeft bovendien niet direct te leiden tot lagere elektriciteitsnetwerk-kosten voor aangeslotenen, omdat deze naast netbeheerkosten ook afhankelijk zijn van de volumes aangeslotenen op het netwerk. De ACM laat in haar paper "Ontwikkeling netkosten tot 2050 en de kostenverdeling over groepen gebruikers" zien dat, zeker op HS-niveau, achterblijvende tarifeerbare volumes leiden tot hogere tarieven (orde grootte 100-150%).[127] Het niet of beperkte investeren in het elektriciteitsnet en bijbehorende onzekerheid zorgt ervoor dat elektrificatie minder aantrekkelijk wordt wat kan leiden tot lagere tarifeerbare volumes en daarmee uiteindelijk hogere netwerkkosten voor aangeslotenen.

[122] *Onder het ETS 1 zijn in 2040 geen emissierechten meer beschikbaar.*
[123] *Kaj-Ivar van der Wijst et al., Nature Climate Change (2023). New damage curves and multimodel analysis suggest lower optimal temperature.*
[124] *IEA (2023). Electricity Grids and Secure Energy Transitions.*
[125] *Thomassen et al, Publications Office of the European Union (2024). Redispatch and Congestion Management: Future-Proofing the European Power Market.*
[126] *Redispatch betekent dat de transmissiesysteembeheerder (TSO) verzoekt om de invoeding van actief vermogen van elektriciteitscentrales aan te passen om congestie te voorkomen of op te lossen.*
[127] *ACM (2024). Ontwikkeling netkosten tot 2050 en de kostenverdeling over groepen gebruikers.*

BIJLAGE 9

Landelijk Actieprogramma Netcongestie (LAN) en Netcapaciteitskaart

Landelijk Actieprogramma Netcongestie

In het Landelijk Actieprogramma Netcongestie (LAN) werken Rijk, medeoverheden, netbeheerders en marktpartijen, onder regie van de minister van KGG samen. Het programma is gestart in december 2022 tegen de achtergrond van het toenemende aantal gebieden waar congestie werd afgeroepen en wachtlijsten aangelegd van aanvragen voor nieuwe of grotere aansluitingen door grootverbruikers. Inmiddels zijn er in Nederland nagenoeg geen gebieden meer zonder beperkingen door netcongestie en ook voor kleinverbruikers kunnen wachttijden lokaal oplopen. Ter illustratie, netcongestie begint ook steeds meer een knelpunt te worden bij mobiliteit in termen van aansluitpunten voor bussen en geplande intensiveringen van de dienstregeling. Het LAN rapporteert in het voor- en najaar aan de Eerste en Tweede Kamer over de algehele voortgang en nieuw opgenomen acties en initiatieven. Tussentijds wordt de Kamer geïnformeerd over relevante ontwikkelingen op deelonderwerpen. Meest recent is de Kamer per brief van 21 november 2024 geïnformeerd over met name de stappen die zijn gezet in de aanpak van congestie op het laagspanningsnet waar kleinverbruikers zoals huishoudens op zijn aangesloten.[128]

Tabel bijlage 9.1 Overzicht van wachtrijen op basis van brondata netcapaciteitskaart (data van 10/02/2025)

NETBEHEERDER	UNIEKE VERZOEKEN AFNAME	UNIEKE VERZOEKEN INVOEDING	VERMOGEN WACHTRIJ AFNAME (MW)	VERMOGEN WACHTRIJ INVOEDING (MW)
TenneT	84	67	10.758	10.562
Coteq, Enexis	107	126	56	87
Enexis	4.780	4027	3.590	2.263
Enexis, Liander	63	58	24	20
Enexis, Rendo	41	48	47	14
Liander	5.609	3.580	2.078	1.352
Stedin	1.593	563	1.125	269
Westland	0	171	0	104
Eindtotaal	**12.277**	**8.640**	**17.679 MW**	**14.672 MW**

NB. sommige netbeheerders zijn gezamenlijk actief in 1 voedingsgebied en daarom gezamenlijk weergegeven. Er kan ook sprake zijn van dubbeltellingen, omdat bedrijven in meerdere regio's een verzoek tot aansluiting aanvragen. Ter referentie voor het vermogen in de wachtrij: Nederland kent op dit moment een piekvraag elektriciteit van 18 GW.

Het gemeenschappelijke doel van het LAN is te zorgen voor toegang tot elektriciteit en zo de maatschappelijke doelen op het gebied van economische groei, verduurzaming en woningbouw binnen bereik te houden. Netcongestie kent diverse oorzaken, knelpunten en deeloplossingen die elkaar over en weer beïnvloeden. Verlichting van netcongestie vereist een lerende aanpak op alle fronten, variërend van omvangrijke fysieke uitbreiding van de infrastructuur van het hoog-, midden- en laagspanningsnet tot aanpassingen in regelgeving en gedrag om opwek en verbruik over de dag en de seizoenen beter op elkaar af te stemmen.

[128] *Kamerstukken II 2024-2025 29023-526. Kamerbrief netcongestie.*

Het LAN bevat dan ook een omvangrijk aantal grotere en kleinere concrete acties (momenteel ruim 100) die in samenhang leiden tot zoveel mogelijk verlichting van de congestie. Daarbij geldt dat niet alle ontwikkelingen goed te voorspellen zijn, waardoor het effect van concrete acties en maatregelen moeilijk in te schatten is. Het LAN is daarom een "levend" programma dat aan de hand van ontwikkelingen en resultaten wordt aangevuld en bijgestuurd.

Het LAN is ingericht langs de volgende actielijnen:

- Sneller bouwen, gericht op:
    - Verkorten van doorlooptijden, door beleidsacties die helpen vertragingen voorkomen of barrières wegnemen.
    - Versnellen van de bouw van elektriciteitsinfrastructuur door bijvoorbeeld technologische innovatie en betere samenwerking.
    - Samenwerking bevorderen tussen netbeheerders, gemeenten, provincies en het Rijk door hen op bovenstaande punten aan te jagen en te faciliteren.
- Beter Benutten, bestaande uit de onderdelen:
    - Mogelijk Maken: ontwikkeling van nieuwe/verbeterde instrumenten voor congestiemanagement en flexibele contractvormen. Dit betreft veelal wijzigingsbesluiten van de ACM in de Netcode elektriciteit, na overleg met alle betrokken partijen. Naast nieuwe contractvormen zijn onder meer de mogelijkheden om verplicht congestiemanagement in te zetten versterkt. Ook acties om technisch meer capaciteit uit het netwerk te halen en de inzet van regelbaar vermogen om op piekmomenten bij te springen worden hier opgepakt.
    - Grootverbruikers (Bedrijven en Instellingen): vergroten van het flexibel vermogen bij grootverbruikers, onder meer door toepassing van nieuwe contractvormen bij het bedrijfsleven te stimuleren. Dit richt zich onder meer op
        - Ontwikkeling van energiehubs die de netbelasting verminderen door vraag en aanbod lokaal beter op elkaar af te stemmen.
        - Stimuleren van flexibiliteit bedrijven d.m.v. ondersteuning, communicatie, activatie en het bieden van handelingsperspectief aan ondernemers bij netcongestie.
        - Een sectorale aanpak gericht op het maken van afspraken om de netbelasting te verminderen. Een eerste deal is in november 2024 gesloten met de Unie van Waterschappen.
    - Kleinverbruikers (huishoudens en mkb): slimmer en efficiënter gebruik van het laagspanningsnet. De belangrijkste instrumenten zijn de inzet van 'slimme' apparaten, communicatie & draagvlak en financiële prikkels zoals de aan seizoen en tijd van de dag gekoppelde nettarieven-structuur voor kleinverbruikers die momenteel in ontwikkeling is.
- Slimmer Inzicht in het gebruik en de capaciteit van het netwerk, zodat de prognoses en transportcapaciteitsberekeningen worden verbeterd en gebruikers zicht krijgen op hun handelingsperspectief.

Concrete voorbeelden waar nu aan gewerkt worden onder de bovenstaande actielijnen zijn:

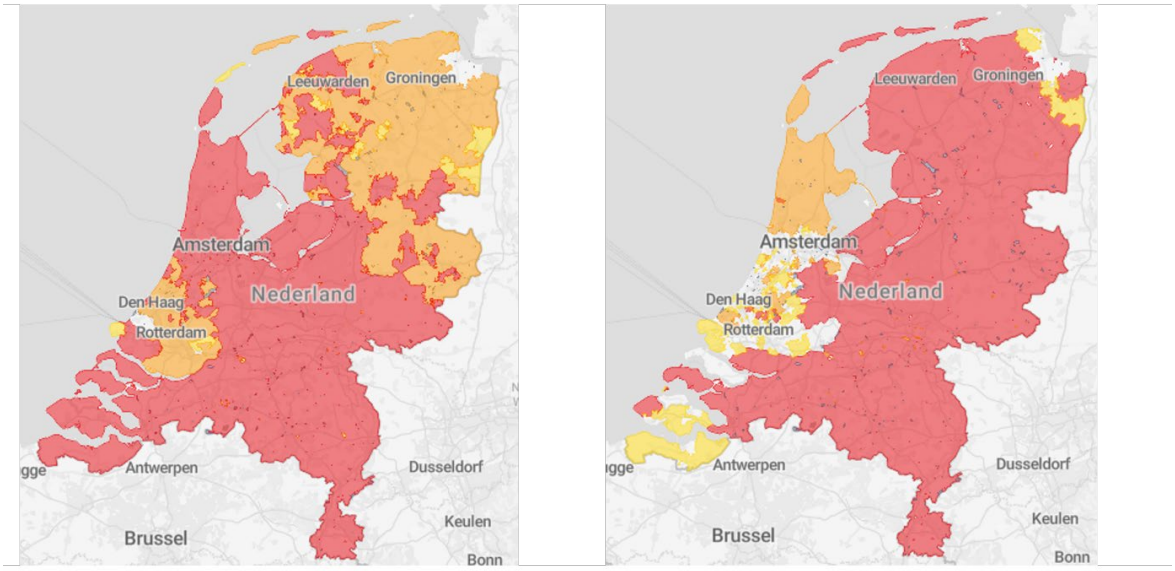
- Stroomnetchecker – een online tool die gebruikers inzicht geeft in de situatie op het stroomnet en toont of er een laag, midden of hoog risico is op een langere doorlooptijd voor een aanvraag.
- Ontwikkeling communicatie protocol slimme apparatuur – de Stichting Koninklijk Nederlands Normalisatie Instituut (NEN) werkt samen met de markt aan een geschikt communicatieprotocol voor communicatie tussen slimme apparaten en energiemanagementsystemen.
- Nederlandse Technische Afspraak (NTA) voor slimme laadpalen en laaddiensten – afspraken om de laadsnelheid op basis van de beschikbare hoeveelheid energie en netcapaciteit stuurbaar te maken, waardoor deze efficiënter ingezet kan worden.
- Onderzoek TNO technische vangnet – ontwikkeling van een noodmaatregel om te voorkomen dat overbelasting van het elektriciteitsnet leidt tot grootschalige stroomuitval.

- Subsidieregeling flexibel elektriciteitsverbruik – een subsidieregeling gericht op flexibel elektriciteitsverbruik door individuele bedrijven vanaf H2 2025. Bestaande uit 3 maatregelen: flexscan, technische haalbaarheidsstudie, CAPEX-ondersteuning voor realisatie van flexibiliteit.
- Stimuleringsprogramma Energiehubs - dit programma heeft als doel om voor versnelling te zorgen in de ontwikkeling van lokale energiehubs: door het lokaal ondersteunen van de samenwerking, door kennis te ontwikkelen en uit te wisselen en door knelpunten waar mogelijk weg te nemen.
- Centrale kennis- en communicatiefunctie bij RVO – ondersteuning van bedrijven, en medeoverheden via een goede, centrale informatievoorziening rondom netcongestie
- Vliegende brigades bij decentrale overheden - per regio extra wordt capaciteit beschikbaar maken om de gemeentelijke uitvoeringstaken effectief en efficiënt te helpen uitvoeren.
- Versnelling procedures rondom grondmetingen en bodemonderzoek - Met een voorgestelde wetswijziging worden de benodigde procedures geschrapt en geldt er standaard een gedoogplicht voor onderzoekswerkzaamheden. Dit kan afhankelijk van de situatie 2 maanden tot 1,5 jaar aan vertraging voorkomen

Daarbij is communicatie naar de verschillende doelgroepen een belangrijk onderdeel van alle actielijnen. Voor huishoudens richt deze zich hoofdzakelijk op gedragsbeïnvloeding – elektriciteit gebruiken buiten de piek – vooruitlopend op dynamische nettarieven als financiële prikkel die pas over enkele jaren kunnen worden ingevoerd. Voor bedrijven en medeoverheden richt deze zich op handelingsperspectief: wat kan wél in een netcongestie-situatie.

Het LAN is nadrukkelijk een landelijk programma gericht op generieke maatregelen, afspraken en oplossingen. De specifieke knelpunten en uitdagingen verschillen per gebied of regio. Een belangrijke afgeronde actie van het oorspronkelijke LAN is daarom de inrichting van provinciale *energy boards* in het hele land. In deze boards werken decentrale overheden en netbeheerders samen aan integrale aanpak van het probleem in de betreffende provincie. Het ministerie van KGG is bij alle boards aangesloten. Op deze manier vindt constructieve uitwisseling plaats tussen de concrete uitdagingen die in specifieke regio's spelen en de landelijke aanpak, zodat deze elkaar aanvullen en versterken.

Netcapaciteitskaart
Vanuit LAN ontwikkelen de gezamenlijke netbeheerders op basis van behoeften van stakeholders de capaciteitskaart elektriciteit om de gebruikers hiervan steeds meer inzicht te geven in de ontwikkeling van transportcapaciteit. Bovendien de onderliggende bron-data worden gedownload.



Figuur 4: Netcapaciteitskaarten voor afname (links) en teruglevering (rechts) - (totaal van alle netbeheerders, download op 10/02/2025)

Toelichting op de capaciteitskaart:
Simpel uitgelegd kan het elektriciteitsnet onderverdeeld worden in het hoogspanningsnetwerk (grote industriële klanten) van de landelijke netbeheerder en het middenspanningsnetwerk (bedrijven) en laagspanningsnetwerk (consumenten) van de regionale netbeheerders. De kaart bevat op dit moment informatie over hoogspannings- en middenspanningsnetwerk.
Op de kaart worden voedingsgebieden getoond, dit zijn gebieden die bediend worden door een bepaald hoog- of middenspanningsstation. De kaart geeft gebruikers zowel voor afname als voor teruglevering per voedingsgebied en netaansluitingen groter dan 3x80A inzicht in:

- In welke mate er transportcapaciteit beschikbaar is:
- Wat de aanwezige en benodigde transportcapaciteit is
- Of er een wachtrij aanwezig is en zo ja, wat het aantal en vermogen in de wachtrij is
- Welke netuitbreiding en gepland zijn

Hierbij is het zo dat de rode markering van netvlakken, die aangeven dat er geen transportcapaciteit beschikbaar is, ook het gevolg kunnen zijn van congestie veroorzaakt door een hoger of lagergelegen netvlak. Dit geldt ook voor de andere kleurmarkeringen.

DEFINITIE	TOELICHTING
Transparant: Transportcapaciteit beschikbaar zonder wachtrij	De netbeheerder heeft (nog) geen tekort aan transportcapaciteit.
Geel: Transportcapaciteit beperkt beschikbaar zonder wachtrij	De netbeheerder verwacht (nog) geen tekort aan transportcapaciteit maar nieuwe transportverzoeken vereisen mogelijk meer onderzoek en het is onzeker of capaciteit kan worden toegewezen.
Oranje: Gebied is in onderzoek met wachtrij	Er is een tekort aan transportcapaciteit. De netbeheerder onderzoekt de mogelijkheden voor de toepassing van congestiemanagement zodat er mogelijk transportcapaciteit beschikbaar komt.
Rood: Er is geen transportcapaciteit voor nieuwe transportverzoeken.	Uit onderzoek van de netbeheerder blijkt dat er geen transportcapaciteit is voor gevraagde (extra) transportvermogen.
Grijs: Kleur wordt later toegevoegd	Er is onvoldoende of onvoldoende kwalitatieve data over dit gebied beschikbaar.

Continue doorontwikkeling
De kaart wordt continu doorontwikkeld waarbij elke kwartaal nieuwe inzichten worden toegevoegd op basis van: geprioriteerde behoeften van stakeholders, de beschikbaarheid van data en technische mogelijkheden. Denk daarbij aan:

- Hoe ontwikkelt de transportcapaciteit zich door de jaren heen
- Liggingsdata/nettopologie elektriciteitsnetten (nodig voor o.a. energiehubs)
- Inzicht in transportcapaciteit van het laagspanningsnetvlak
- Buurtaanpak: welke buurten worden wanneer verzwaard
- Wachtrij ontwikkeling (geprioriteerde aansluitingen versus *first come first served* en inzicht in de doorstroom van de wachtrij)

BIJLAGE 10

Externe onderzoeken

Zie aparte bijlagen

- 10A PwC, Financiële Impact Energietransitie voor Netbeheerders (‘FIEN+)
- 10B BCG en NBNL, Slimme keuzes voor een betaalbaar en robuust energiesysteem
- 10C Berenschot/Kalavasta, Effecten van systeemkeuzes op elektriciteitsinfrastructuur

BIJLAGE 11

Begrippenlijst

TERM	BETEKENIS
Aanlanding	Het proces waarbij elektriciteit van offshore windparken of andere energiebronnen via kabels aan land wordt gebracht en aangesloten op het elektriciteitsnet.
Aansluiting	Er zijn verschillende soorten aansluitingen op het elektriciteitsnet, afhankelijk van het vermogen of het gebruiksdoel. Kleinverbruikers hebben andere aansluitingen dan grootverbruikers.
ACER	Agency for the Cooperation of Energy Regulators is de Europese toezichthouder voor de energiemarkt. ACER coördineert de samenwerking tussen nationale energieregulatoren en helpt bij de implementatie van een goed functionerende, geïntegreerde en transparante energiemarkt in de EU.
ACM	Autoriteit Consument en Markt. De ACM is in Nederland de toezichthouder en regulator van de elektriciteitsmarkt.
Amortisatie	Amortisatie is het proces van het geleidelijk afschrijven of aflossen van een schuld of investering over een bepaalde periode. Een amortisatierekening is een alternatieve vorm van een demping van de tarieven en een verdeling van de rekening over huidige en toekomstige generaties. Een amortisatierekening kan ervoor zorgen dat er nu (voor de huidige gebruikers) lagere tarieven worden gehanteerd, waarbij TenneT via een lening van de Staat wordt gecompenseerd voor verlies aan inkomsten. Deze lening wordt dan in de toekomst via hogere tarieven afgelost.
Balans	TenneT is als landelijke netbeheerder voor elektriciteit verantwoordelijk voor het continu in balans houden van aanbod en vraag naar elektriciteit op het Nederlandse netwerk (balanshandhaving). Als deze balans wordt verstoord kan dit leiden tot een stroomstoring of black-out.
BCM	Miljard kubieke meter – billion cubic meter
Biedzone	Biedzones zijn gebieden binnen de Europese elektriciteitsmarkt waarbinnen een enkele (groothandels-) elektriciteitsprijs geldt. Nederland kent op dit moment één biedzone.
Blindvermogen	Blindstroom, ook wel blindvermogen of reactief vermogen genoemd, is elektriciteit die wel door kabels heen loopt, maar niet kan worden verbruikt door machines. Omdat de blindstroom wel door de kabels wordt getransporteerd, neemt het een deel van de capaciteit van de stroomkabels in beslag.
Capaciteitstarief	Het capaciteitstarief is één van de vier onderdelen van de transportkosten die de energieleverancier namens de netbeheerder in rekening brengt. Het capaciteitstarief is een vast bedrag, afhankelijk van de grootte van de aansluiting.
CBb	College van Beroep voor het Bedrijfsleven.

CEER	Council of European Energy Regulators is een samenwerkingsverband van nationale energieregulatoren uit Europa. CEER werkt aan het verbeteren van de energiemarkt, consumentenbescherming en regelgeving binnen de EU en ondersteunt de Agency for the Cooperation of Energy Regulators (ACER).
CO_2	Koolstofdioxide.
Congestiegebied	Congestiegebied wordt in het algemeen uitgelegd als een gebied waar structureel tekort aan transportcapaciteit is. Het net moet daar worden uitgebreid. Tot die tijd is er geen ruimte voor nieuwe en/of grotere aansluitingen.
Congestie-inkomsten	Congestie-inkomsten zijn de opbrengsten die ontstaan wanneer er beperkingen zijn op grensoverschrijdende elektriciteitsverbindingen. Deze inkomsten worden gegenereerd door het veilen van transportcapaciteit tussen landen.
Congestie management	Het voorkomen en oplossen van congestiesituaties. Dit wordt ingezet als er door omstandigheden moet worden afgeweken van de transportplanning (e-programma), en er daardoor lokaal een tijdelijk transportprobleem (knelpunt) ontstaat. Netbeheerders kunnen flexibele contracten afroepen, en daarmee day-ahead congestiesituaties oplossen, of marktberichten uitsturen voor de vraag naar oplossingen voor intraday congestiesituaties.
CPB	Centraal Planbureau.
Dynamic Line Rating	Het verhogen van de transportcapaciteit afhankelijk van de weersomstandigheden, doorhang van lijnen en tempratuur van geleiders. Door actueel inzicht in de data hierover kan bij gunstige weersomstandigheden (wind of lagere tempratuur) meer stroom getransporteerd worden.
EHS	Extra hoge spanning. Het extra hoogspannings-netvlak heeft een spanning groter dan 150 kilovolt (kV)
E-laad	Kennis-en innovatiecentrum op het gebied van slimme laadinfrastructuur in Nederland.
Elektriciteitsrekening	Som van leveringskosten, netbeheerkosten en belasting voor elektriciteit.
Energieplanologie	Energieplanologie richt zich op de ruimtelijke inpassing en planning van energie-infrastructuur. Dit omvat de strategische ontwikkeling van energienetten, opweklocaties (zoals zonne- en windparken) en distributiesystemen.
Energierekening	Som van leveringskosten, netbeheerkosten en belasting voor gas en elektriciteit en warmte.
EU	Europese Unie.
ENTSO-E	European Network of Transmission System Operators for Electricity is de koepelorganisatie van Europese transmissiesysteembeheerders (TSO's) voor elektriciteit. ENTSO-E werkt aan de coördinatie van het Europese hoogspanningsnet, netveiligheid, marktintegratie en de energietransitie.
EV	Electric vehicle / Eigen vermogen.

DSO	*Distribution System Operator*. In Nederland ligt de taak van distributienetbeheerder voor elektriciteit bij zes netbeheerders: Coteq, Enexis, Liander, Rendo, Stedin en Westland Infra.
FIEN	Financiële impact van de energietransitie voor netbeheerders. Een reeks aan rapporten van PwC in opdracht van Netbeheer Nederland.
Frist come, first served	Het FCFS-principe (First Come, First Served) verwijst naar de manier waarop transportcapaciteit op het elektriciteitsnet wordt toegewezen. Dit betekent dat aanvragen voor netaansluitingen en transportcapaciteit worden behandeld in de volgorde waarin ze binnenkomen.
Fit for 55	De Europese doelstelling om de emissies in 2030 met 55% te verminderen t.o.v. 1990.
Flexibel vermogen	Flexibel vermogen is de mogelijkheid van marktpartijen om tijdens piekdrukte op het net minder elektriciteit aan het net terug te leveren of te verbruiken.
Gold plating	Gold plating betekent in de context van regelgeving en projectmanagement het toevoegen van extra eisen, regels of functies die verder gaan dan wat strikt noodzakelijk of wettelijk vereist is.
Grootverbruiker	Grootverbruikers zijn vaak bedrijven. Zij hebben een aansluiting groter dan 3x80A voor elektriciteit.
GW(p)	Gigawatt / (Gigawatt piek).
HEMS	Home Energy Management System is een slim systeem dat het energieverbruik in een woning monitort, optimaliseert en regelt. Dit helpt huishoudens om energie efficiënter te gebruiken, kosten te besparen en duurzamer te leven.
HVDC	High Voltage Direct Current - een techniek die gebruikt wordt voor het transport van elektriciteit over grote afstanden, bijvoorbeeld voor onderzeese interconnectiekabels. Hierbij worden gelijkspanningen gebruikt met een spanning in de orde van 450 kilovolt (450.000 volt).
HS	Hoge spanning. Het hoogspannings-netvlak heeft een spanning van groter dan 25 kilovolt (kV).
IBO	Interdepartementaal beleidsonderzoek.
II3050	Studie van Netbeheer Nederland met de netbeheerders naar het energiesysteem van de toekomst 2030 -2050, d.d. april 2023.
Interconnectoren	Interconnectoren zijn fysieke elektriciteitsverbindingen (kabels of hoogspanningsleidingen) die het elektriciteitsnet van één land verbinden met dat van een ander land. Ze maken grensoverschrijdende handel in elektriciteit mogelijk.
Invoeding	Het proces waarbij elektriciteit wordt teruggeleverd aan het elektriciteitsnet. Dit kan afkomstig zijn van verschillende bronnen, zoals zonnepanelen en windturbines.
Invoedingstarief	Tarief waarbij elektriciteitsproducenten moeten betalen voor het terugleveren van stroom aan het elektriciteitsnet, bijvoorbeeld met zonnepanelen.

IP	Investeringsplan. Elke 2 jaar stellen de netbeheerders een investeringsplan op met daarin de verbeteringen en reparaties die gepland staan. IP2024, de meest recente investeringsplannen, zijn op 1 november 2023 ter consultatie aangeboden.
ISDE	Investeringssubsidie duurzame energie en energiebesparing
KEV	Klimaat-en Energieverkenning van het Planbureau van de Leefomgeving.
KGG	Het ministerie van Klimaat en Groene Groei.
Kleinverbruiker	Kleinverbruikers zijn meestal huishoudens, zzp'ers, kleine bedrijven, verenigingen en stichtingen. Zij hebben een kleine aansluiting voor stroom of gas: maximaal 3x80A voor elektriciteit.
Kostenreflectiviteit	Principe dat de tarieven die een netgebruiker betaalt, zoveel mogelijk de kosten moeten weerspiegelen die door diezelfde netgebruiker worden veroorzaakt.
kV	Kilovolt.
kW(h)	Kilowatt(uur).
KWmax	Maximale belasting van het net door een aangeslotene op een netaansluiting.
LS	Lage spanning. Het laagspannings-netvlak heeft een spanning van maximaal 1.000 Volt wisselspanning of 1.500 Volt gelijkspanning
m^3	Kubieke meter.
Maakbaarheidsgat	Het maakbaarheidsgat bij een netbeheerder verwijst naar het verschil tussen de vraag naar netcapaciteit en de feitelijke mogelijkheid om deze capaciteit tijdig te realiseren door bijvoorbeeld voldoende werknemers.
Mkb	Midden-en kleinbedrijf.
MS	Middenspanning. Het middenspannings-netvlak heeft een spanning tussen de 1000 Volt wisselspanning of 1500 Volt gelijkspanning en 25.000 Volt (25 kV)
Mton	Megaton.
MV	Megavolt.
MW(h)	Megawatt / (Megawatuur).
Netbeheer Nederland	Vereniging van alle elektriciteit- en gasnetbeheerders van Nederland.
Netbeheerkosten	De ACM bepaalt de maximale tarieven voor netbeheerkosten op de energierekening. Voor kleinverbruikers gelden maximale tarieven voor de volgende netbeheerkosten: meettarief, eenmalige aansluitvergoeding, periodieke aansluitvergoeding, capaciteitstarief en vastrecht. Voor grootverbruikers gaat het om: eenmalige aansluitvergoeding, periodieke aansluitvergoeding, vastrecht transport, gecontracteerd vermogen, afgenomen energie, maximum transportvermogen dat die maand is gemeten en afgenomen hoeveelheid blindenergie.
Netcongestie	Congestie ontstaat wanneer het elektriciteitsnet op een bepaald moment meer elektriciteit moet vervoeren dan het veilig aankan. Dit gebeurt als er een tekort aan transportcapaciteit is.

Netstrategen	Netstrategen zijn experts van de netbeheerders die zich bezighouden met de langetermijnplanning en ontwikkeling van energie-infrastructuren, zoals elektriciteits- en gasnetwerken.
Nominaal	Uitgedrukt in prijspeil (euro's) van het specifieke jaar, rekening houdend met inflatie.
Nominale WACC	De kapitaalkostenvergoeding inclusief inflatie.
Nota Ruimte	In de Nota Ruimte legt het Rijk de hoofdlijnen van het beleid voor de ontwikkeling van de leefomgeving van Nederland vast. Met keuzes voor nu (2030), straks (2050) en later (2100).
NoZ	Net op Zee.
NOVEX	Het programma NOVEX geeft regie aan het leggen van de ruimtelijke puzzel in samenwerking met provincies, gemeenten en waterschappen. Het zorgt voor samenhang in het ruimtelijke beleid, verbindt de 22 nationale programma's en versnelt de uitvoering door te sturen op heldere voorwaarden en concrete uitvoeringsafspraken.
NPE	Nationaal Plan Energiesysteem.
OPEX	Operationele kosten.
OWE	Subsidieregeling opschaling volledig hernieuwbare waterstofproductie via elektrolyse.
PBL	Planbureau voor de Leefomgeving.
Peakshaving	Piekafvlakking is het verlagen van de hoogste pieken in het energieverbruik om kosten te besparen en het net te ontlasten.
PEH	Het Programma Energiehoofdstructuur anticipeert op de benodigde ruimte voor de nationale onderdelen van het energiesysteem op land voor een klimaatneutraal energiesysteem in 2050.
Planbureaus	In het IBO wordt verwezen naar het CPB (Centraal Planbureau) en PBL (Planbureau voor de Leefomgeving). Er is nog een derde planbureau: het Sociaal en Cultureel Planbureau (SCP).
PV	Photovoltaïc – elektriciteit opgewekt met zonnekracht.
PwC	PricewaterhouseCoopers Advisory N.V.
RED III	Herziene richtlijn hernieuwbare energie
Redispatch	'Dispatch' verwijst naar de planning van middelen in een energiecentrale door de operator van de centrale. 'Redispatch' is een korte-termijn verandering in deze planning als netbeheerders voor vandaag of morgen een verandering vragen aan marktpartijen.
Redundantie	Het aanbrengen van extra capaciteit of back-upsystemen ("vluchtstrook") om de betrouwbaarheid en veiligheid te verhogen. Het zorgt ervoor dat een systeem blijft functioneren, zelfs als een onderdeel uitvalt.
Redispatch	Het verschuiven van invoeding en afname op het net om verwachtte transportproblemen op te lossen zonder dat de nationale balans in het elektriciteitssyteem wordt verstoord. Netbeheerders verzoeken om een verschuiving van invoeding of afname bij marktpartijen (tegen betaling). Bijvoorbeeld via de het GOPACS-platform. Redispatch-kosten zijn de kosten die een netbeheerder maakt voor het afroepen van deze dienst.

Reëel	Uitgedrukt in prijspeil van een bepaald basisjaar, bijvoorbeeld 2023. Dit houdt dus geen rekening met verwachte inflatie.
Reële WACC	De kapitaalkostenvergoeding exclusief inflatie.
REPowerEU	EU-plan om versneld het gebruik van Russisch aardgas af te bouwen.
RES	Regionale energie strategie.
RNB	Regionale Netbeheerder.
Saldering	Met zonnepanelen opgewekte elektriciteit in vermindering brengen op de elektriciteitsrekening.
SDE	Stimulering duurzame energieproductie (subsidie).
SDE++	Stimulering Duurzame Energieproductie en Klimaattransitie (SDE++).
Systeemkeuzes	Beslissingen en keuzes die worden gemaakt bij het ontwerpen, ontwikkelen en beheren van het (toekomstige) energiesysteem.
Target grid	Beeld van netbeheerder TenneT over het toekomstige elektriciteitsnet in een klimaatneutraal energiesysteem.
Transportcapaciteit	De beschikbare capaciteit uitgedrukt in vermogen om elektriciteit op één moment te verplaatsen via het elektriciteitsnet, bijvoorbeeld van een productielocatie zoals een windpark naar een bedrijventerrein. Transport wordt verzorgd door de netbeheerders.
TSO	*Transmission System Operator*. De transmissienetbeheerder in Nederland is Tennet.
TYNDP	Het Ten-Year Network Development Plan (TYNDP) is een tienjarenplan dat ENTSO-E (European Network of Transmission System Operators for Electricity) opstelt om de toekomstige ontwikkeling van het Europese elektriciteitsnet te plannen.
TW(h)	Terawatt / (Terawatt-uur).
VV	Vreemd vermogen.
Vastrecht	De vaste leveringskosten die gebruikers van elektriciteit betalen voor het gebruik van de benodigde apparatuur en de administratieve kosten. Deze kosten staan los van het verbruik.
WACC	Weighted average cost of capital; de kapitaalkostenvergoeding zoals vastgesteld door de ACM.
WoZ	Wind op zee.