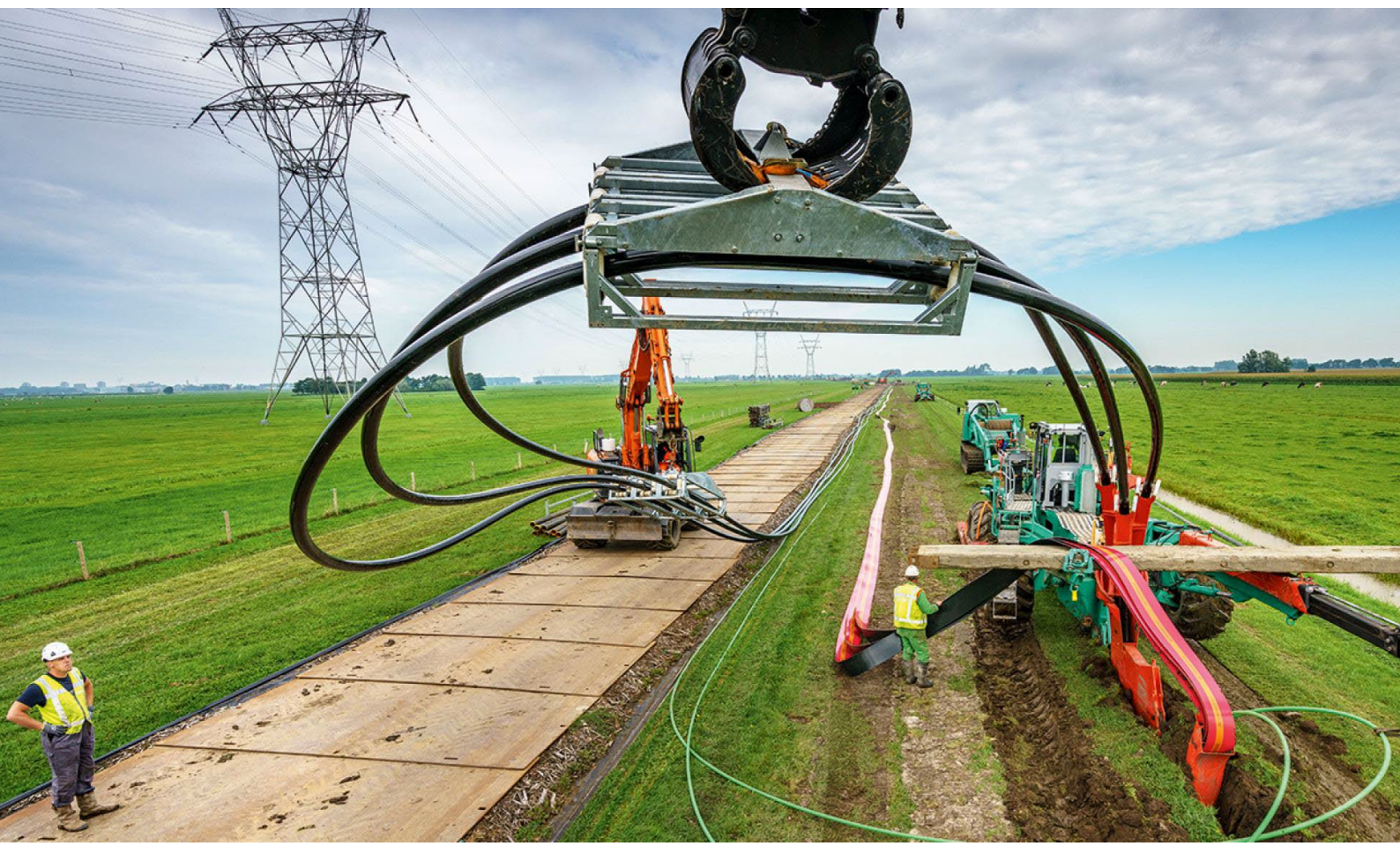




Schakelen naar de toekomst

IBO Bekostiging Elektriciteitsinfrastructuur



Inhoudsopgave

Voorwoord	4
Samenvatting	6
1. Het stroomnet in maatschappelijk perspectief	14
1.1 Aanleiding en achtergrond	14
1.2 Doel en scope van het onderzoek	16
1.3 Gevolgde werkwijze	17
1.4 Opbouw van het rapport	17
2. Een verkenning van het elektriciteitsbeleid	18
2.1 De publieke belangen van het energiesysteem	19
2.2 De gekozen ordening van de elektriciteitsmarkt	21
2.3 De gekozen visie en vorm van samenwerking	24
2.4 De gereedschapskist met beleidsinterventies	25
2.5 Observaties bij het beleid in de energietransitie	27
3. Investeren en beter benutten	30
3.1 Het ontwikkelpad van het elektriciteitsnet richting 2040	31
3.2 De investeringsopgave tot en met 2040	33
3.3 Systeeminterventies om de investeringsopgave bij te buigen	38
3.4 Maatschappelijke aspecten van systeeminterventies	52
3.5 Beleidsopties	53
4. Regulering en toezicht in beweging	56
4.1 Europees kader voor regulering en toezicht	57
4.2 Verhouding wetgever en de regulerende instantie	60
4.3 De Nederlandse regulering in beweging	62
4.4 Beleidsopties	68
5. De rekening anders verdelen	70
5.1 De ontwikkeling van de tarieven in de huidige systematiek	71
5.2 Verdeling netkosten over eindgebruikers bij ongewijzigd beleid	72
5.3 Ontwikkeling energierekening verschillende eindgebruikers	74
5.4 Invoering van gedifferentieerde nettarieven en invoedingstarief	80
5.5 Mogelijkheden om de stijgende nettarieven anders te verdelen	84
5.6 Beperken financieringskosten netbeheerders	90
5.7 Beleidsopties	91
6. Stroomlijnen van besluitvorming	93
6.1 Schakels in besluitvorming	94

6.2	Zicht op investeringsopgave en tarieven	99
6.3	Inzicht in investeringsplannen en effecten van beleid	100
6.4	Meer integraal besluiten en verantwoordden	104
6.5	Enkele observaties bij de huidige governance	106
6.6	Beleidsopties	108
7.	Schakelen naar beleidsopties	109
7.1	De schaarste op het net dwingt tot beleidskeuzes	109
7.2	Kosten en baten van het energiesysteem van de toekomst	113

Bijlagen

BIJLAGE 1 Samenstelling werkgroep

BIJLAGE 2 Taakopdracht

BIJLAGE 3 Werk- en consultatiesessies en geraadpleegde personen

BIJLAGE 4 Literatuurlijst

BIJLAGE 5 Oplegger beleidsopties

BIJLAGE 6 Bundel beleidsopties

BIJLAGE 7 Tarieven, nieuwe nettatariefstructuren en aansluit- en transportvoorwaarden

BIJLAGE 8 Maatschappelijke kosten en baten van het elektriciteitsnetwerk

BIJLAGE 9 Landelijk Actieprogramma Netcongestie (LAN) en Netcapaciteitskaart

BIJLAGE 10A PwC, Financiële Impact Energietransitie voor Netbeheerders ('FIEN+)

BIJLAGE 10B BCG en NBNL, Slimme keuzes voor een betaalbaar en robuust energiesysteem

BIJLAGE 10C Berenschot/Kalavasta, Effecten van systeemkeuzes op elektriciteitsinfrastructuur

BIJLAGE 11 Begrippenlijst

Voorwoord

Schakelen naar de toekomst, naar een energiesysteem dat robuust en duurzaam is èn waarbij we strategisch minder afhankelijk zijn van andere landen. Puttend uit verschillende woordenboeken zijn er ten minste drie betekenissen van het woord “schakelen” die van toepassing zijn op dit Interdepartementale Beleidsonderzoek (IBO).

Een eerste betekenis - “deel doen uitmaken van de stroombaan” - heeft betrekking op de uitdaging om bedrijven, instellingen en huishoudens aan te sluiten op het elektriciteitsnet, nu en in de toekomst. Een forse uitbreiding van het elektriciteitsnet is noodzakelijk. Dat is een technisch vraagstuk, maar ook en vooral een maatschappelijk vraagstuk: wie wordt als eerste aangeschakeld, waar vindt de ruimtelijke inpassing plaats, wie gaat de rekening betalen? Schaarste dwingt tot het maken van keuzes. Politiek, maatschappelijk en individueel.

Een tweede betekenis luidt “als de delen van een ketting aan elkaar voegen”. Eén van de bevindingen van het IBO is dat het Rijk samen met ACM en netbeheerders meer grip moet krijgen op wat er nodig is en hoe dat te realiseren. Dat betekent onder meer dat de informatie en inzichten van netbeheerders op een goede manier ontsloten moeten worden om tot betere regulering en besluiten te komen. Het vraagt ook om stroomlijning van besluitvorming bij het Rijk. Het maken van dit rapport heeft aan beide onderwerpen al een stevige impuls gegeven.

Een derde betekenis is “een andere versnelling gebruiken”. Het is belangrijk dat de besluitvorming - zowel Europees als nationaal - in een hogere versnelling wordt gezet. Het gaan dan om de uitbreiding van het stroomnet én om maatregelen om het net beter te benutten en de stijging van de kosten te dempen voor netgebruikers. Toekomstvaste keuzes maken heeft belangrijke baten: bedrijven en nieuwe woningen worden eerder aangesloten, de elektrificatie van de economie en samenleving kan beter doorgang vinden en de nettarieven worden minder knellend. Bij uitstel van keuzes blijft de onzekerheid onder netgebruikers bestaan en lopen de kosten bovendien verder op.

Het belangrijkste van een voorwoord is om de vele mensen die de afgelopen maanden aan dit rapport hebben meegewerkt enorm te bedanken voor hun bijdragen: de talrijke mensen die we hebben geconsulteerd, de tientallen mensen op de departementen die hebben meegedacht en aan de beleidsopties hebben gewerkt, de bestuurders en deskundigen bij de netbeheerders, de ACM, medeoverheden en adviesbureaus, en de twee experts die op persoonlijk titel het concept-rapport uitgebreid van nuttig commentaar hebben voorzien: Martien Visser en Laurens de Vries. Mijn dank gaat ook uit naar de leden van de ambtelijke werkgroep voor hun betrokkenheid en constructieve inbreng. Met veel plezier heb ik de werkgroep voorgezeten en meegewerkt aan het rapport.

Bovenal zijn we veel dank verschuldigd aan Manon Janssen, Pieter Kolstee, Elisabeth Slagboom en Ellinore Wolterink voor de enorme hoeveelheid energie die ze als secretariaat in dit traject hebben gestopt, hun voortdurende serie- en parallelschakelen, de grote stroom aan stukken. Hulde!

Het vorige kabinet besloot dit IBO te starten, het huidige kabinet heeft het onderwerp opgenomen in het hoofdlijnenakkoord en regeerprogramma en ook toekomstige kabinetten zullen ermee bezig (moeten) zijn. Het is nu aan de politiek dit rapport te betrekken in de besluitvorming.

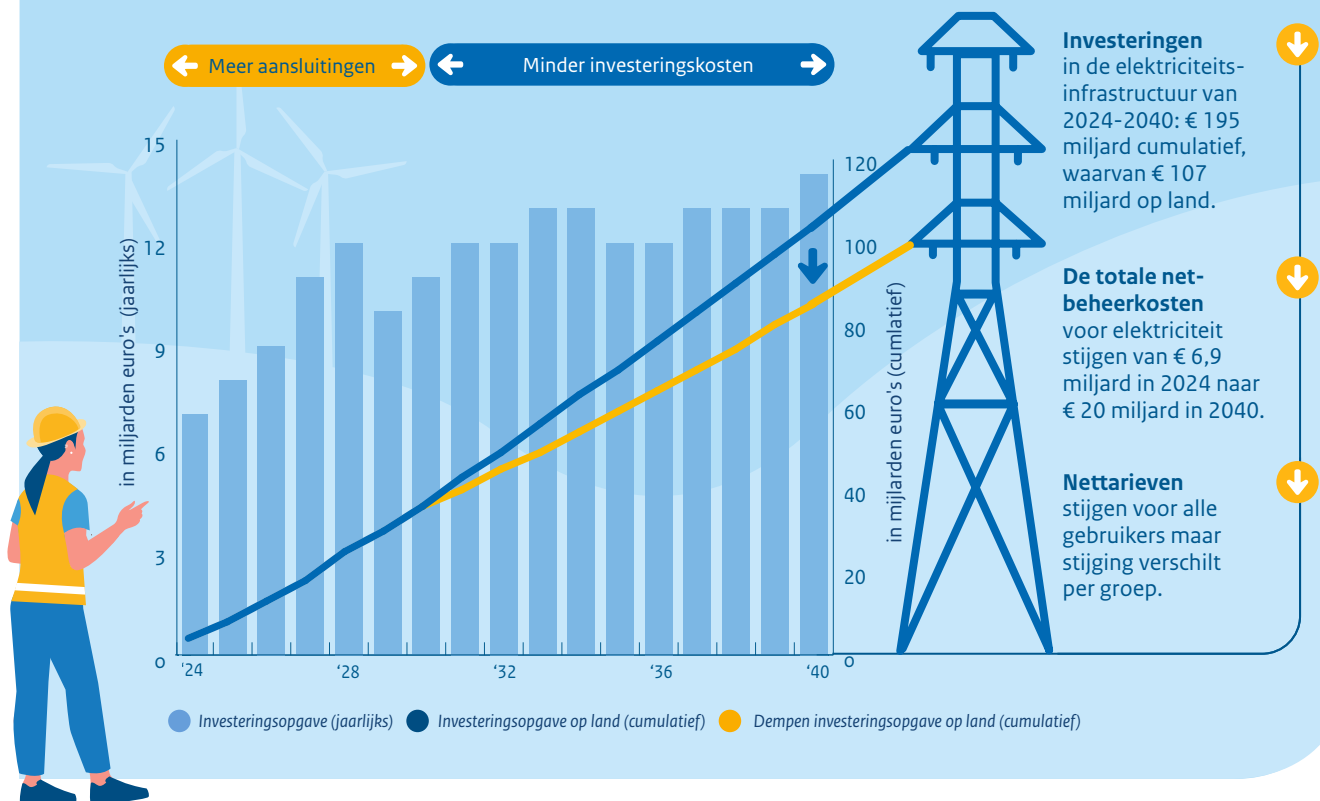
Ernst van Koesveld, *ABD TOPConsult*

IBO Elektriciteitsinfrastructuur



Elektriciteit wordt de ruggengraat van het nieuwe energiesysteem, zoals gas dat in het verleden was. De huidige capaciteit op het stroomnet is schaars. Om te voorkomen dat dit een steeds groter economisch en maatschappelijk knelpunt wordt, moet het stroomnet fors worden uitgebreid. Dit gaat veel geld kosten. Dit IBO brengt de kosten in beeld en doet voorstellen om de rekening te dempen, anders te verdelen en de besluitvorming te stroomlijnen. Dit zorgt voor meer grip.

Verwachte investeringsopgave 2024-2040



Keuzes voor de toekomst



1 Dempen kostenstijging

- Flexibiliseren netgebruik
- Energie besparen
- Warmtenetten stimuleren
- Sturen op locatie
- Intensiever benutten van het net



2 Anders verdelen

- Subsidiëren netbeheerder(s)
- Anders verdelen van kosten in de tijd
- Gericht compenseren
- Kosten internationaal verdelen
- Aanpassen tarieven



3 Stroomlijnen besluitvorming

- Meer zicht op investeringsprognose, verwachte nettarieven en financieringsbehoefte
- Meer inzicht in de effecten van beleid en investeringsplannen door een gezamenlijke aanpak
- Betere informatie- en kennisbasis over kosten en baten

Samenvatting

1. Waarom dit IBO?

Het doel van dit IBO is het verkrijgen van meer inzicht in en grip op de omvang van de investeringen in de elektriciteitsinfrastructuur tot en met 2040 en de bekostiging en financiering ervan, vanuit het perspectief van Nederland en Europa. De focus ligt op het elektriciteitsnet, maar er wordt ook gekeken naar de interactie met andere onderdelen van het (toekomstige) energiesysteem.

Nederland staat voor een driedubbele uitdaging ten aanzien van het energiesysteem. Het gaat om: (1) voldoen aan de vastgelegde afspraken om veel minder CO₂ uit te stoten; (2) minder afhankelijk zijn van de energielevering uit onbetrouwbare landen in de context van opgelopen geopolitieke spanningen; en (3) de energierekening betaalbaar houden voor huishoudens, instellingen en bedrijven. Voor een toekomstbestendig energiesysteem is een ongekende verbouwing van het elektriciteitsnet nodig. Dat gaat iedereen merken. Eén op de drie straten gaat open. Er komt meer dan honderdduizend kilometer aan leidingen en kabels bij. Er worden meer dan vijftigduizend extra transformatorhuisjes gebouwd. En honderden hoogspanningsstations worden gebouwd of uitgebreid.

Nederland elektrificeert in een rap tempo, maar loopt tegen de grenzen van het stroomnet aan. Huishoudens, instellingen en bedrijven produceren en verbruiken elektriciteit op steeds meer locaties. De netinfrastructuur verbindt al deze partijen en groeit mee met de pieken in vraag en aanbod. Lukt dat niet, dan loopt het systeem vast. Stroom wordt gezien als iets wat altijd en overal beschikbaar is, maar dat is niet langer het geval. Nu al zijn er meer dan 20 duizend verzoeken voor een (zwaardere) aansluiting die niet ingewilligd kunnen worden, een realiteit die in een bloeiende economie als de Nederlandse moeilijk is te accepteren. Het gaat vooral om bedrijven, maar er zijn ook vaker woonwijken en voorzieningen die geen aansluiting kunnen krijgen. Het stroomnet vormt daarmee steeds meer een knelpunt voor de economische ontwikkeling en de aanpak van maatschappelijke problemen, met een steeds groter verschil tussen *insiders* en *outsiders*. Meerdere onderzoeken laten zien dat netcongestie tot miljarden aan maatschappelijke kosten leidt. Volgens een recente analyse gaat dit indicatief om circa 10 tot 40 miljard euro per jaar voor het laagspannings- en middenspanningsnet. Een andere inschatting is dat de maatschappelijke kosten van de wachtrij van TenneT, waarin ook aanvragen van de regionale netbeheerders zijn opgenomen, 8 tot 30 miljard euro per jaar bedragen. Omgekeerd is er maatschappelijk dus veel te winnen als de netcongestie effectief wordt aangepakt.

Als onderdeel van de beweging naar een ander energiesysteem, zijn grote investeringen in het stroomnet nodig, die leiden tot hogere kosten voor netgebruikers. De kost gaat voor de baat uit. Hogere nettarieven zetten de betaalbaarheid voor huishoudens onder druk, hebben een negatief effect op de continuïteit van instellingen en bedrijven en verslechteren de internationale concurrentiepositie van Nederland. Het kan bovendien de *business case* om te elektrificeren verslechteren en het draagvlak voor de transitie ondergraven. Dit terwijl de rekening breder kan worden verdeeld als er meer netgebruikers zijn en hogere tarifeerbare volumes. Het is daarom belangrijk dat netgebruikers meer zekerheid krijgen over de toekomstige kosten. Voor een goede besluitvorming hierover is het nodig dat de (totale) kosten eerder en beter in beeld komen.

2. Wat is onderzocht?

De gekozen benadering in dit IBO is drieledig: (1) de kostenstijging dempen; (2) de kosten anders verdelen; en (3) de besluitvorming stroomlijnen. Voor elk terrein worden verschillende opties verkend. Voor dit IBO is voor het eerst in kaart gebracht hoe groot de totale investeringsopgave richting 2040 is én wat dit betekent voor de tarieven en de energierekening van netgebruikers. Ook is voor het eerst, zo goed mogelijk, systematisch in beeld gebracht hoe de investeringsopgave kan worden "bijgebogen". Daarvoor zijn energiebesparing en het beter benutten van de netcapaciteit essentieel. Het bouwen van het net op basis van de piekbelasting is maatschappelijk niet doelmatig, ruimtelijk moeilijk inpasbaar en praktisch niet haalbaar.

3. Wat is de rol van de overheid?

De omvang van het maatschappelijke vraagstuk en de brede financiële gevolgen vragen om meer grip van het Rijk, samen met andere partijen. Het Nederlandse energiebeleid is gericht op het borgen van drie publieke belangen: betrouwbaarheid, betaalbaarheid en duurzaamheid. Tussen deze doelen bestaat een inherente spanning die vaak niet expliciet wordt gemaakt. In de afgelopen jaren lag de nadruk in het beleid sterk op het sturen op de productie van en de vraag naar elektriciteit. Er was relatief weinig aandacht voor de vraag of het stroomnet de sterke groei van het opwekken en verbruiken van elektriciteit wel aan kon. Hierbij speelt mee dat het Rijk systeemverantwoordelijk is en ambities heeft ten aanzien van het energiesysteem, maar veel taken - bewust en vaak op grond van EU-regelgeving - in handen heeft gegeven van andere partijen. De wettelijke taak voor het elektriciteitsnet is belegd bij de netbeheerders. De (tarief)regulering is een exclusieve bevoegdheid van de ACM. Bij de ruimtelijke inpassing spelen de medeoverheden een voorname rol. Dat betekent dat deze partijen in hun taakuitoefening ook zelf afwegingen maken binnen de driehoek van de publieke belangen. Het Rijk probeert met een richtinggevende visie en een reeks van instrumenten de energietransitie te sturen en kan aanvullende maatregelen nemen om de oplopende rekening te dempen of anders te verdelen.

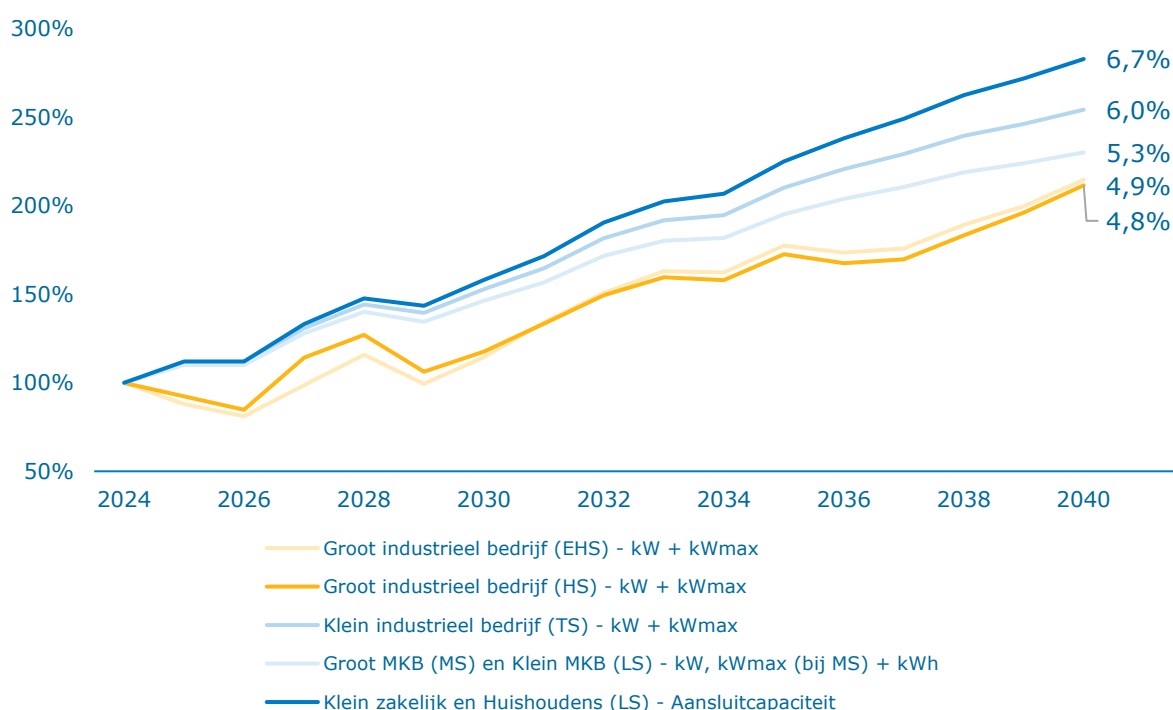
4. Wat is de investeringsopgave en wat doet dit met de energierekening?

De investeringsopgave voor de periode 2024-2040 wordt ingeschat op cumulatief 195 miljard euro, met een bandbreedte van 136 tot 253 miljard euro (prijspeil 2024). Deze bandbreedte is van belang omdat de prognose – zeker voor de latere jaren - veel onzekerheden bevat. Het gaat om een investeringsbedrag van ongeveer 11 miljard euro per jaar. Voor de gehele periode komt het neer op meer dan 10 duizend euro per inwoner. Een aanzienlijk deel van alle investeringen gaat naar het net op zee (88 miljard euro), dat een wezenlijk onderdeel is van een duurzamer en minder afhankelijk energiesysteem. Hierbij is uitgegaan van een energiemix met een productievermogen van windenergie op zee van 38 GW in 2040 (elektrische aanlanding). Bij de beleidsopties in het rapport ligt de focus op het elektriciteitsnet op land (107 miljard euro).¹ Mits de uitbreiding en verzwaring van het net op de goede locaties plaatsvinden, is de kans op overinvesteringen volgens deskundigen beperkt, zeker tot 2035. De investeringen hebben kosten, maar ook baten. Ze leiden tot een sterkere infrastructuur die decennia meegaat en de toenemende transportvraag kan accommoderen. Daarmee dragen ze bij aan de aanpak van maatschappelijke uitdagingen, zoals het tekort aan betaalbare woningen. Met meer eigen energieproductie vergroten de investeringen de weerbaarheid van de economie en samenleving in de context van geopolitieke *powerplay*. Er is meer zicht nodig op de uiteindelijke kosten van het totale energiesysteem: wordt dit duurder of goedkoper? Naar verwachting is het alternatief, de fossiele route, op lange termijn duurder en kwetsbaarder, omdat Nederland dan meer last heeft van geopolitieke spanningen.

¹ De investeringsopgave op land 2024-2040 betreft 107 miljard euro. Per 2025 is deze opgave 103 miljard euro.

Mede door de stijgende nettarieven worden alle netgebruikers de komende jaren geconfronteerd met een stijgende energierekening. De totale netbeheerkosten – investeringen en operationele uitgaven – voor elektriciteit nemen toe van 7 miljard naar 20 miljard euro per jaar in 2040. Dat is bijna een verdrievoudiging. Ter vergelijking: de kosten van het spoor-, weg- en vaarwegennet bedragen jaarlijks ongeveer 10 miljard euro. Volgens de prognose stijgen de nettarieven met 4,8% tot 6,7% per jaar, afhankelijk van de netgebruikersgroep (zie de figuur). Ter illustratie: waar een gemiddeld huishouden in 2024 ongeveer 400 euro aan netkosten betaalde voor elektriciteit, kan dit bedrag oplopen tot circa 1.100 euro per jaar in 2040.² Voor industriële grootverbruikers geldt dat de elektriciteitskosten nu al uit de pas lopen bij andere landen in West-Europa. Dit komt niet zozeer door de nettarieven zelf, maar door verschillen in speciale kortingen op de nettarieven voor grootgebruikers en het al dan niet toepassen van compensatie voor indirecte kosten onder het EU-ETS. Er is daardoor geen gelijk speelveld.

Figuur: Prognose nettariefontwikkeling elektriciteit 2024-2040 (2024 = 100, reëel) per gebruikersgroep
Bron: PwC, 2024



5. Hoe kan het net beter worden benut om de kostenstijging te dempen?

Nadere keuzes om het net beter te benutten, kunnen de cumulatieve investeringsopgave dempen met 3,5 tot 22,5 miljard euro (op een totaal van 107 miljard euro). In nauwe samenwerking met de netbeheerders en de Boston Consulting Group is voor het eerst een inschatting gemaakt van de effecten van interventies op de investeringsopgave in 2040 (zie de tabel). Hoewel het “hoog-over” inschattingen betreft, bieden ze meer inzicht in de mogelijkheden en afruilen en kunnen ze bijdragen aan een beter geïnformeerde besluitvorming. Naast het feit dat het Rijk in zijn eigen beleid de juiste knoppen moet vinden en inzetten, is het zo dat het Rijk vaak niet zelf “aan de knoppen zit”. Denk bijvoorbeeld aan (meer) differentiatie in de nettarieven (ook bij kleinverbruikers), nieuwe contractvormen en het intensiever benutten van het beschikbare net.

² Prijspeil 2024, inclusief btw, bij gelijkblijvend verbruik.

Dit vraagt om meer samenwerking tussen het Rijk, de ACM en de netbeheerders over hoe partijen elkaar kunnen helpen besparingen te realiseren (“*whole system in the room*”).

Tabel: Keuzes om de kostenstijging te dempen en het ingeschatte (netto) effect

INTERVENTIECLUSTER	INTERVENTIES	TOTALE CAPEX-IMPACT
Kleinverbruikers	Tariefdifferentiatie Flexibiliteit Energiebesparing Warmtenetten	€ 0,0 - 4,0 miljard
Grootverbruikers	Tariefdifferentiatie Flexibiliteit Energiebesparing	€ 1,0 – 4,5 miljard
Locatiesturing	Tariefdifferentiatie Energieplanologie Locatiesturing elektrolyzers Prioritering verzwaring Energiehubs	€ 0,5 – 2,0 miljard
Technische benutting	Redundantie vrijspelen Assets zwaarder belasten	€ 0,0 – 1,0 miljard
<i>Knock-on</i> effect MS- en HS-net		€ 2,0 – 11,0 miljard
Totaal		€ 3,5 – 22,5 miljard

In de eerste jaren leiden nadere keuzes niet tot een lagere investeringsopgave, maar wel tot meer of zwaardere aansluitingen met omvangrijke maatschappelijke baten (7,2 tot 43 miljard euro per jaar). De investeringsplannen van netbeheerders bevatten voor de eerste jaren een “maakbaarheidsgat”, als gevolg van de schaarste aan materialen en mensen. Door nadere keuzes wordt dit tekort eerst ingelopen. Als bedrijven en nieuwe woningen eerder kunnen worden aangesloten, heeft dat grote baten voor de economie en de samenleving. Bovendien verzacht dit een knelpunt in de elektrificatie en nemen de volumes toe, wat weer een drukkend effect heeft op de uiteindelijke nettarieven. Pas op de langere termijn – na ongeveer 2031 – kunnen de interventies de tariefstijging verder drukken. Door dit effect en het gegeven dat de geïnventariseerde maatregelen alleen betrekking hebben op het net op land, is de uiteindelijke demping van de nettarieven bescheiden en afhankelijk van hoe sterk wordt ingegrepen: in 2040 komen de tarieven 0,5% tot 8% lager uit. Het effect is het grootst voor kleinverbruikers.

Mogelijke interventies richten zich op kleinverbruikers, grootverbruikers, locatiesturing en het intensiever benutten van de netcapaciteit. Flexibeler elektriciteitsgebruik door kleinverbruikers kan de invoedings- en afnamepiek op het stroomnet beperken, evenals energiebesparing en een verhoogde adoptie van warmtenetten. In de investeringsopgave is uitgegaan van een adoptiegraad van 20% voor warmtenetten. Daar waar het maatschappelijk gezien doelmatig is, kan een hogere adoptie van warmtenetten de totale kosten van het energiesysteem verlagen. Door het vaste capaciteitstarief te vervangen door een naar tijd en volume gedifferentieerd nettatarief, worden kleinverbruikers geprikkeld hun elektriciteitsverbruik “achter de meter” te optimaliseren. Steeds meer slimme apparaten en apps kunnen mensen ontzorgen. Een verdergaande optie is om netbeheerders de ruimte te geven om te sturen op netgebruik. Financiële prikkels kunnen ook grootverbruikers in de industrie, de mobiliteitssector en

datacenters aanzetten tot een flexibeler netgebruik. Dit vraagt om het aanpassen van werk- en productieprocessen en het optimaliseren van productie en vraag achter de aansluiting. Het ontsluiten van flexibiliteit kost, in elk geval op korte termijn, extra middelen.

Sterker sturen op het dichterbij elkaar plaatsen van opwek, gebruik en opslagcapaciteit kan de investeringsopgave verminderen dan wel een extra stijging voorkomen. Niet alles kan overal. Er is toenemende belangstelling voor het aansluiten van batterijen en elektrolyzers; de crux is deze op de goede plek neer te zetten en te zorgen dat ze netcongestie verminderen in plaats van vergroten. Locatiesturing kan op basis van financiële prikkels, maar een sterkere energieplanologie is effectiever. Het Rijk wijst daarbij, in samenspraak met medeoverheden en netbeheerders, locaties aan voor (grootschalige) opwek, vraag en opslagcapaciteit. Ook is het van belang de potentie van samenwerkingsverbanden zoals energiehub's beter te benutten.

Een zwaardere belasting van de assets in het netwerk en het vrijspelen van redundante capaciteit moeten nadrukkelijker in de afweging worden betrokken. De betrouwbaarheid van het elektriciteitsnet is internationaal gezien hoog. Dat is een groot goed. Netgebruikers zijn een ononderbroken en stabiele stroomlevering als 'normaal' gaan zien. Tegelijkertijd kan dit de zoektocht naar meer doen met dezelfde capaciteit in de weg zitten. Een (beperkte) toename in storingsrisico's en de mogelijk snellere afschrijving moeten worden afgewogen tegen de baten van meer aansluitingen en de besparingen op de investeringskosten. Datzelfde geldt voor een verhoging van de benutting van het net, inclusief de "vluchtstrook" (risicocapaciteit). Vandaag de dag wordt ongeveer 40% van het elektriciteitsnet daadwerkelijk gebruikt. Dit neemt niet weg dat een hoger risico op storingen voor individuele bedrijven serieuze consequenties kan hebben en ze daarvoor voorzieningen moeten treffen. In de discussie over een intensievere benutting van het net moeten de netbeheerders kunnen rekenen op politiek en maatschappelijk comfort.

Om effect te sorteren is een gelijktijdige inzet van verschillende instrumenten nodig.

Daarom is gerekend met een cluster van interventies, waarbij gekozen kan worden voor de mate van ingrijpendheid. Interventies kosten vaak ook geld, zeker als aanpassingskosten (tijdelijk) worden gemitigeerd, waardoor de besparingen per saldo lager uitvallen. Uitstel van interventies leidt tot een verlies aan reductiepotentieel. Netbeheerders zullen dan geen rekening kunnen houden met de vermindering van de benodigde piektransportcapaciteit en het netwerk verder uitbouwen in lijn met de projectie richting 2040. Andere systeemkeuzes, zoals meer kern- in plaats van windenergie, leiden volgens een eerste inschatting niet tot lagere kosten per gebruiker. Ze kunnen wel gewenst zijn vanwege andere publieke belangen zoals leveringszekerheid.

Om mogelijkheden en afruilen beter in beeld te krijgen dienen investeringsplannen van netbeheerders verbreed te worden tot actieplannen. Het moet immers gaan om zowel investeringen als om maatregelen om het net beter te benutten. Ook verdient het aanbeveling om de regulering en het toezicht te versterken ten aanzien van de "zorgplicht" van netbeheerders richting wachters. Dit kan bijvoorbeeld doordat netbeheerders actiever nagaan wat *outsiders* nodig hebben en met de huidige *insiders* te bespreken hoe ze netbewuster kunnen worden.

6. Hoe kan de rekening anders verdeeld worden?

De overheid kan ervoor kiezen om de rekening die resteert na aanvullend beleid anders te verdelen binnen en tussen generaties. Dit kan door (1) netbeheerder(s) te subsidiëren of de netkosten te spreiden in de tijd; (2) netgebruikers "onder de streep" gericht te compenseren; en (3) kosten internationaal te delen. Als aan TenneT subsidie wordt verstrekt, dan drukt dit de tariefstijging voor alle gebruikers. Als vuistregel geldt hierbij dat 1 miljard euro aan subsidie de

energierekening van huishoudens dempt met grofweg 50 euro per jaar. Ter illustratie: om de ingeschatte tariefstijging voor een huishouden van krap 400 euro in 2024 naar ongeveer 620 euro in 2030 volledig te voorkomen, lopen de kosten op tot 4,7 miljard euro in 2030.

De inzet van algemene middelen kan worden gerechtvaardigd op basis van de verwachting dat netgebruikers tijdelijk relatief hoge netkosten betalen (“hobbel”). Dit komt omdat de benodigde netcapaciteit per gebruiker, de kosten voor de infrastructuur, het aantal gebruikers en de volumes naar verwachting allemaal toenemen, maar niet in hetzelfde tempo. Deze ontwikkeling is inherent aan een transitie waarbij het doelmatig is om nieuwe infrastructuur (deels) te dimensioneren op toekomstig verbruik zodat voorkomen wordt dat er steeds weer verzwaren nodig zijn. Een effect op het overheidssaldo kan worden geneutraliseerd door uitgavenbesparingen of lastenverhogingen dan wel door toekomstige generaties aan te slaan.

Een amortisatierekening is een alternatieve manier om de tarieven te dempen en toekomstige netgebruikers meer mee te laten betalen aan de investeringen. Hierbij wordt de stijging van de nettatarieven afgevlakt en wordt TenneT via staatsleningen gecompenseerd voor het verlies aan inkomsten. Na verloop van tijd worden deze leningen afgelost door juist hogere tarieven vast te stellen. Dit vereist een aanpassing van het Europese reguleringskader en kan dus niet op korte termijn worden doorgevoerd. Gaat de constructie gepaard met een staatsgarantie, dan is het zeer waarschijnlijk dat het CBS de leningen als saldorelevant classificeert.³

Het Rijk mag de ACM geen instructies geven omtrent tarieven, maar kan de stijging van de energierekening wel “onder de streep” compenseren. Als de politiek specifieke groepen, zoals huishoudens en bedrijven, wil steunen om de betaalbaarheid en het concurrentievermogen te versterken, is gerichte compensatie mogelijk. Dergelijke maatregelen moeten echter vroeger of later gedekt worden. Voorbeelden zijn het verlengen van de indirecte kostencompensatie (IKC-ETS) na 2024, het verlagen van de tarieven in de energiebelasting of het verhogen van de belastingvermindering en het invoeren van een publiek energiefonds of een sociaal tarief. Hierbij moet het effect op energiebesparing en netcongestie worden meegewogen. Omwille van voorspelbaarheid naar netgebruikers, worden eventuele maatregelen bij voorkeur voor een periode van vijf jaar genomen, met een jaarlijkse *finetuning* op basis van actuele inzichten.

Het is wenselijk dat de Nederland in Europa pleit voor een kostendeling tussen landen en het momentum benut om een strategische onderhandelingspositie te verwerven. Het Nederlandse en het Europese elektriciteitsnet zijn nauw met elkaar verbonden en Nederland is ondertussen netto exporteur van (duurzame) elektriciteit, terwijl ook andere landen minder afhankelijk willen zijn van onbetrouwbare landen. Op dit moment betalen buurlanden niet voor het transport via Nederland en vice versa. Dit vraagt om bilaterale afspraken. Nederland kan eveneens proberen meer middelen te verwerven uit Europese fondsen, zoals de *Connecting Europe Facility* (CEF), en profiteren van de versterking van het Europese energiebeleid. Ook is het belangrijk om op Europees niveau afspraken te maken over een harmonisatie van de tariefmethodologie, belastingverschillen en andere vormen van steun. Deze en andere maatregelen, zoals een verbeterde integrale planning op Europees niveau voor grensoverschrijdende infrastructuur, zijn onderdeel van de *Clean Industrial Deal* en het *Action Plan for Affordable Energy* die de Europese Commissie eind februari 2025 zijn gepresenteerd. Hierover zal de komende tijd overleg plaatsvinden.

³ Zonder garantie bestaat dat risico ook, afhankelijk van de marktconformiteit van de lening en de wijze waarop het CBS de implicaties van de hiermee gepaard gaande aanpassing in de tarievenregelgeving waardeert.

Omdat ook de financieringsbehoefte van netbeheerders de komende jaren fors toeneemt, is het de vraag of de huidige financieringssystematiek nog doelmatig is. Het afgeven van een instellingsgarantie aan TenneT of - verdergaand - een model waarin alleen het Rijk voorziet in de behoefte van TenneT aan vreemd vermogen, kan de financieringskosten drukken. Het financieringsvoordeel kan oplopen tot structureel 165-250 miljoen euro vanaf 2032. TenneT draagt dit dan in de vorm van een premie af aan de Staat (niet-belastingontvangsten op de Rijksbegroting). Ook de financiering van regionale netbeheerders vraagt om keuzes.

7. Hoe kan de besluitvorming beter?

Het is belangrijk de discussies over inhoud en geld bij elkaar te brengen, zodat kabinet en parlement meer grip krijgen op ontwikkelingen en zo nodig kunnen bijsturen. Het huidige besluitvormingsproces sluit aan bij de verdeling van verantwoordelijkheden. Hier is bewust toe gekozen, zowel Europees als nationaal. Het is echter een langgerekt en getrapt proces. Om eerder en meer zicht te krijgen op de kosten van het elektriciteitsnet, dienen deze kosten te worden opgenomen als bijlage in de Voorjaarsnota, inclusief de impact op de nettarieven en de financieringsbehoefte. Tijdens de voorjaarsbesluitvorming kan dan worden gewogen hoe om te gaan met een financieringsbehoefte en of er aanleiding is voor compenserende maatregelen.

Een volgende stap is het komen tot een meer geïnstitutionaliseerd en gezamenlijk proces omtrent scenario's, infrastructuurplanning en investeringsplannen. Het is nodig de consistentie tussen scenario's, investeringsplannen en overheidsbeleid te versterken, om samen meer grip te krijgen op de ontwikkelingen. Ook is het belangrijk de effecten van nieuw overheidsbeleid op het stroomnet en de eventuele financiële effecten vroegtijdig in beeld te brengen ("netwerkttoets"). Met het Ontwikkelkader wind op zee geeft de overheid al meer sturing, maar ook hier is eerder inzicht nodig in de financiële consequenties.

Het verdient ook aanbeveling meer werk te maken van "energieplanologie": het eerder en beter verbinden van ruimtelijke ordening en energiebeleid in de besluitvorming. Dit vraagt enerzijds om het vroegtijdig meenemen van de ruimtelijke dimensie in scenario's, infrastructuurplanning en IP's. En anderzijds om een gebiedsgerichte aanpak. Zo worden nieuwe besluiten gebaseerd op zowel de energie-ontwikkelingen als andere opgaven in een gebied. Zo wordt schaarse ruimte optimaal benut, zoals bedoeld in de Nota Ruimte.

8. Wat is er maatschappelijk nodig?

Dat de voortgaande elektrificatie de energierekening in elk geval de komende jaren zal verhogen is een ongemakkelijke waarheid die om ongemakkelijke keuzes vraagt. Niets doen is eigenlijk geen optie en gaat gepaard met hoge kosten. Dan blijven de wachtlijsten voor bedrijven oplopen. Komt de aanpak van maatschappelijke opgaven, zoals de woningbouw, in de knel. Gaat congestie management van het stroomnet steeds meer kosten. Ondertussen zal de energie-afhankelijkheid groot blijven en worden de verplichtingen rond CO₂-reductie niet nagekomen. Het is voor de politiek en voor de samenleving een kwestie van kiezen én delen.

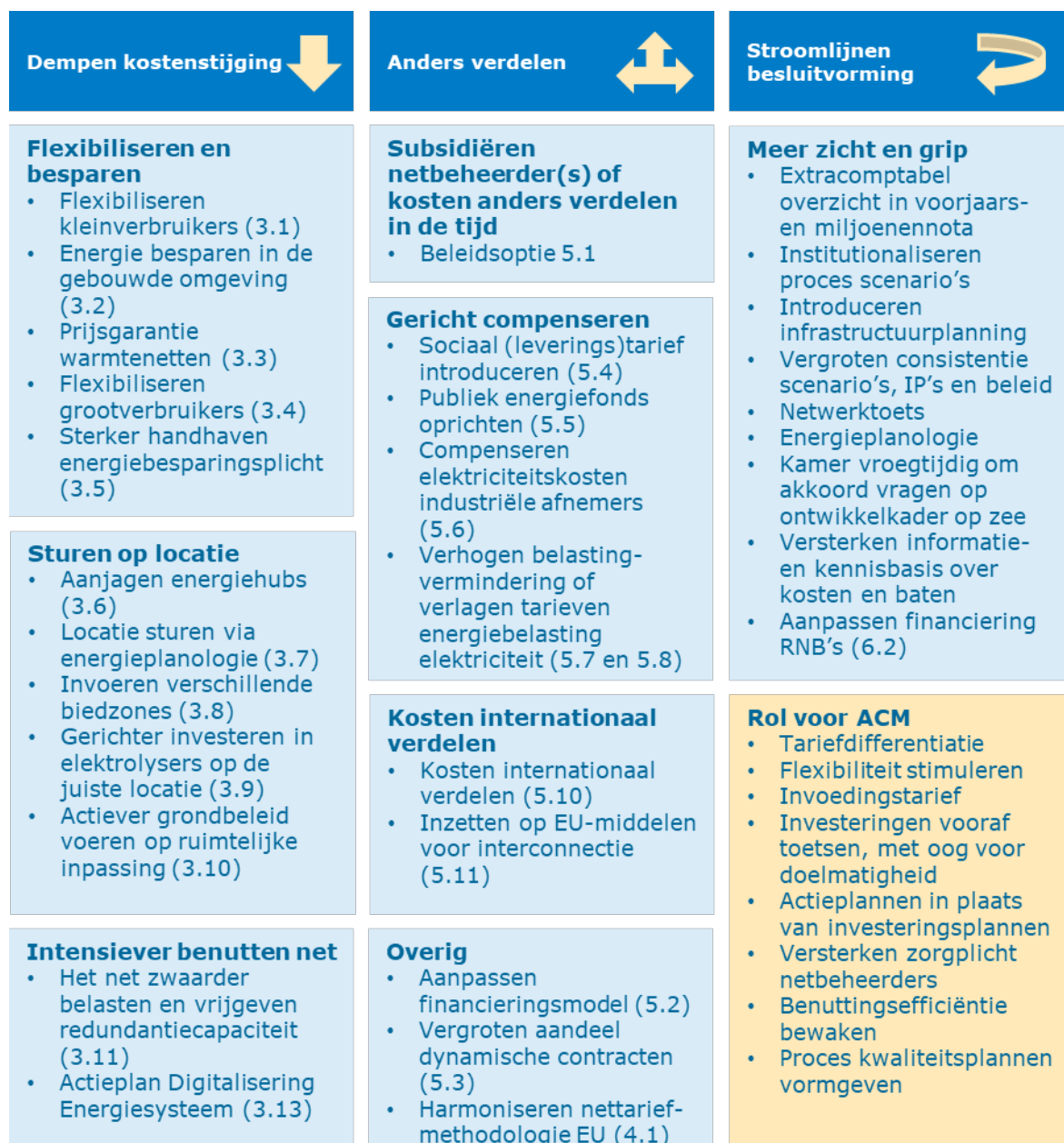
De energietransitie vraagt iets van alle betrokken partijen: anders denken en anders doen. Zelfs met ingrijpende maatregelen zal de rekening van de netkosten fors toenemen. Die rekening moet linksom of rechtsom, vroeger of later, betaald worden. Of het nu via een aanpassing van gewoonten is of verwachtingen of direct in de portemonnee, de aanpak van de schaarste op het stroomnet zal voelbaar zijn voor iedereen. Daar staat tegenover dat bij de juiste keuzes, de baten van een duurzaam en minder afhankelijk energiesysteem groot zijn en dat een goede infrastructuur van grote waarde is voor onze economie en samenleving.

9. Hoe te schakelen naar de toekomst?

Het onderstaande overzicht laat zien wat de overheid kan doen om (1) de kostenstijging te dempen; (2) de kosten anders te verdelen; en (3) de besluitvorming te stroomlijnen.

Deze zijn gekoppeld aan de beleidsopties die zijn uitgewerkt en verder worden toegelicht in bijlage 6 en 7. Naast de acties die het Rijk kan ondernemen, spelen de medeoverheden, ACM en de netbeheerders een belangrijke rol in het beter benutten van het elektriciteitsnet.

Figuur: Overzicht en samenhang van (beleids-)opties om te schakelen naar de toekomst



1. Het stroomnet in maatschappelijk perspectief

Dit hoofdstuk gaat over de aanleiding en achtergrond van dit IBO, het licht de centrale vraagstelling toe en beschrijft het proces van het tot stand komen van dit ambtelijk rapport.

1.1 Aanleiding en achtergrond

Nederland staat voor een driedubbele uitdaging ten aanzien van het energiesysteem:

(1) voldoen aan de vastgelegde afspraken om minder CO₂ uit te stoten (een volledig duurzaam 2050); (2) minder afhankelijk zijn van de energielevering uit onbetrouwbare landen; en (3) de energierekening betaalbaar houden voor burgers, maatschappelijke instellingen en bedrijven. Nederland staat daarin niet alleen; ook omringende landen zien zich gesteld voor deze uitdaging. De noodzakelijke omvorming van het energiesysteem is ingrijpend en vraagt om een meerjarige, planmatige aanpak die duidelijkheid biedt richting burgers, instellingen en bedrijven. De energietransitie gaat niet alleen over energie, maar is een maatschappelijk vraagstuk. De elektrificatie van Nederland voltrekt zich in een rap tempo, zowel onder huishoudens als bedrijven, en wordt steeds meer gedragen door marktpartijen en gedreven door technologie.

Elektriciteit vormt de ruggengraat van het nieuwe energiesysteem, zoals gas dat in het verleden was. Nu bestaat de totale energiemix voor ongeveer 20 procent uit elektriciteit; de verwachting is dat dit aandeel oploopt naar 50 tot 70 procent in 2050. Het opwekken van elektriciteit is in de toekomst voor het grootste deel weersafhankelijk. Het benutten van waterstof, warmte, kernenergie en groen gas draagt bij aan de noodzakelijke flexibiliteit in het totale energiesysteem. Meer energiebesparing leidt er bovendien toe dat de uitdaging van de energietransitie kleiner wordt, evenals de impact van het energiesysteem op Nederland. Deze elementen vormen de kern van het Nationaal Plan Energiesysteem (NPE), dat een ontwikkelrichting geeft voor het energiesysteem in 2050. Het NPE is als uitgangspunt meegegeven aan dit IBO.

Om het energiesysteem goed te laten functioneren is een forse uitbreiding van de elektriciteitsinfrastructuur cruciaal. Dit terwijl middelen en materialen, maar vooral vakmensen, schaars zijn. Het huidige stroomnet heeft onvoldoende capaciteit. Door de schaarste is er sprake van netcongestie: filevorming op het net. Steeds meer partijen komen het net niet op, omdat ze wachten op een aansluiting en voldoende transportcapaciteit. Daardoor kunnen er, in het geval van opweknetcongestie, geen nieuwe of grotere zon- en windinstallaties aangesloten worden op het elektriciteitsnetwerk. Dit heeft een remmend effect op de CO₂-reductie van de huidige elektriciteitsvraag en beperkt het faciliteren van de stijgende elektriciteitsvraag. De afnamecongestie is maatschappelijk nog belangrijker: er is onvoldoende capaciteit om aan de toenemende vraag te voldoen. Meerdere onderzoeken laten zien dat netcongestie tot miljarden aan maatschappelijke kosten leidt. Volgens recent onderzoek gaat dit indicatief om circa 10 tot 40 miljard euro per jaar voor het laagspannings- en middenspanningsnet (LS- en MS-net).⁴ Een andere inschatting is dat de maatschappelijke kosten van de wachtrij van TenneT, waarin ook aanvragen vanuit de regionale netbeheerders zijn opgenomen, 8 tot 30 miljard euro per jaar bedragen.⁵ Omgekeerd is er maatschappelijk dus veel te winnen als de netcongestie effectief wordt aangepakt. Netcongestie fungeert als een zogenoemde anomalie binnen het systeem: een

⁴ BCG (2024). *Haal de kink uit de kabel.*

⁵ Ecorys (2024). *Maatschappelijke kostprijs netcongestie.*

afwijking van wat normaal en vanzelfsprekend wordt gevonden, namelijk dat er altijd en overal stroom is.⁶ Het geeft aan dat een andere manier van denken en doen nodig is, te meer omdat de problematiek breder is dan netcongestie. Het gaat namelijk ook over de mismatch tussen vraag en aanbod op de energiemarkt, de betaalbaarheid voor burgers, instellingen en bedrijven en de gevolgen voor de Rijksbegroting.

Zowel de vraag naar als het aanbod van elektriciteit blijft de komende jaren sterk stijgen, terwijl het net het tempo van de energietransitie nu al niet kan bijhouden. In Nederland en in de EU neemt de vraag naar stroom sterk toe door de elektrificatie van het energiesysteem. Het aanbod van elektriciteit stijgt, vooral op nieuwe locaties, bijvoorbeeld door grootschalige windparken op zee of de invoeding van zonne-energie op het laagspanningsnet. Er is een fundamentele verandering gaande. Tot voor kort werd elektriciteit hoofdzakelijk centraal opgewekt in elektriciteitscentrales en door de netbeheerders getransporteerd en gedistribueerd naar verbruikers. Nu vindt op grote schaal decentrale opwekking van elektriciteit plaats en moet dit aanbod vervolgens het net op. Door de weersafhankelijke opwek zijn er ook meer pieken aan de aanbodkant; de productie van zonne- en windenergie kan weliswaar uitgezet worden en dat gebeurt ook steeds meer, maar dit gaat ten koste van het (maatschappelijk) rendement van deze schone energie. De pieken in het aanbod lopen niet in de pas met de pieken in de vraag. De vraagpiek is hoog wanneer bedrijven vaak nog volop draaien en tegelijkertijd veel mensen thuiskomen en de verwarming, de kookplaat en de opladers van apparaten en auto's aangaan.

Lange tijd is het stroomnet volgend geweest op vraag en aanbod, nu is het steeds meer een bottleneck voor economische en maatschappelijke ontwikkelingen. Energie is voor iedereen een basisvoorziening en de brandstof in de motor van onze economie. De krapte op het net zit de aanpak van maatschappelijke problemen steeds meer in de weg, zoals het bouwen van voldoende woningen. De schaarste vergroot bovendien het verschil tussen de *insiders* – die reeds een goede aansluiting hebben – en de *outsiders* die geen toegang hebben. Er staan momenteel meer dan 20 duizend partijen te wachten op de wachtlijst, een realiteit die in een bloeiende economie als de Nederlandse moeilijk te accepteren is. Ook zijn er voorbeelden van woonwijken waar geen elektriciteitsaansluiting voor handen is voor nieuwe huizen. Dit vraagt naast forse investeringen ook om manieren om de schaarste beter te verdelen, het beslag op de transportcapaciteit te spreiden en slimme keuzes om het energiesysteem optimaal te benutten. Dit helpt eveneens om de maatschappelijke kosten van het energiesysteem in de hand te houden.

Door de al ingezette en nieuwe investeringen zullen de kosten voor netgebruikers de komende jaren aanzienlijk stijgen. De kost gaat immers voor de baat uit. Hogere nettatarieven zetten de betaalbaarheid voor huishoudens onder druk, hebben een negatief effect op de continuïteit van instellingen en bedrijven en vermindert de internationale concurrentiepositie van Nederland. Het kan bovendien de *business case* om te elektrificeren verslechteren en het draagvlak voor de transitie ondergraven. Dit terwijl de rekening breder kan worden verdeeld als er meer netgebruikers zijn en hogere tarifeerbare volumes. Het is daarom belangrijk dat netgebruikers meer zekerheid krijgen over de toekomstige kosten. Voor een goede besluitvorming hierover is het bovendien nodig dat de (totale) kosten eerder en beter in beeld komen.

De overheid beïnvloedt door haar keuzes ten aanzien van het elektriciteitsnetwerk in toenemende mate de (in)richting van de economie en maatschappij en vice versa. Het is van belang welke (systeem) keuzes er in het energiebeleid worden gemaakt en wat er van

⁶ Van der Steen et al. (2024). *Breder denken, anders doen, NSOB. Eén van de ontwerpvoorwaarden van het elektriciteitsnet was lange tijd het 'koperenplaat-principe'. Dit principe is gebaseerd op het idee dat een bedrijf, instelling of huishouden altijd elektriciteit moet kunnen leveren en afnemen, ongeacht hoeveelheid en locatie, alsof je op een koperen plaat woont of gevestigd bent.*

bedrijven, instellingen en burgers wordt gevraagd. Het gaat ook om ruimtelijke ordening: waar vindt de grootschalige energie-opwek plaats, waar worden transformatorstations gebouwd en batterijen geplaatst, waar worden de verbindingen naar eindgebruikers gelegd? Het wordt steeds duidelijker dat de beschikbare energie-infrastructuur mede bepalend is voor wat er qua ruimtelijke ontwikkeling mogelijk is. Dit vraagt om energieplanologie: niet alles kan en zeker niet tegelijkertijd. Nu werken de netbeheerders nog te veel van knelpunt naar knelpunt; de uitbreiding van het net vindt plaats waar de nood het hoogst is. Omgekeerd hebben besluiten op andere terreinen, zoals ten aanzien van woningbouw en bedrijvigheid, gevolgen voor de benutting van het elektriciteitsnet. De praktijk leert dat de gevolgen voor het net en de netkosten voor gebruikers vaak niet goed in beschouwing worden genomen en in de besluitvorming worden betrokken. De vraag is hoe de overheid meer grip kan krijgen op de ontwikkelingen op en de kosten van het net.

De stijging van de netkosten door de investeringen moet in het perspectief geplaatst worden van het energiesysteem van de toekomst. De verwachting is dat hernieuwbare energiebronnen relatief goedkoop zullen blijven, dat ons land minder energie-afhankelijk wordt van andere landen en dat er minder maatschappelijke kosten worden gemaakt. Niet investeren in het elektriciteitsnet is bovendien geen optie omdat de knelpunten dan groter worden en kosten van de aanpak van netcongestie en het balanceren van het net alleen maar toenemen. In het verlengde van de energiecrisis is er meer aandacht gekomen voor het feit dat hogere netkosten enerzijds invloed hebben op de koopkracht van mensen en hun bestaanszekerheid en anderzijds effect hebben op de winstgevendheid en concurrentiepositie van bedrijven. Deze effecten zijn tot op heden nog onvoldoende systematisch in beeld gebracht. Er zijn zowel nationaal als in Europees verband keuzes te maken, die invloed hebben op de hoogte van de rekening en de verdeling over gebruikers en belastingbetalers.

1.2 Doel en scope van het onderzoek

Tegen de beschreven achtergrond heeft dit IBO de volgende vraagstelling meekregen: *Het doel van het IBO is om meer inzicht in en grip te krijgen op de omvang van de investeringen in de elektriciteitsinfrastructuur tussen nu en 2040, en de bekostiging en financiering ervan, zowel vanuit nationaal als Europees perspectief. Het IBO moet leiden tot concrete beleidsopties, die bijdragen aan onze concurrentiepositie en de betaalbaarheid. Daarbij wordt zowel binnen als buiten bestaande kaders gekeken.*⁷

Hierbij past een aantal opmerkingen. Ten eerste ligt de focus op het elektriciteitsnet, maar wordt ook gekeken naar de interactie-effecten met andere onderdelen van het (toekomstige) energiesysteem. Daarnaast ligt de focus op het beleid van de Rijksoverheid, al komen de interacties met en de verantwoordelijkheden van medeoverheden ook aan de orde. Ten tweede richt het IBO zich primair op de verantwoordelijkheid van de (Rijks)overheid ten aanzien van een betrouwbaar, betaalbaar en duurzame energievoorziening, waarbij ook aandacht wordt besteed aan internationale dimensies. Ten derde is het tijdsperspectief van dit IBO 15 jaar, dus tot aan 2040. Dat is bewust ruimer dan gebruikelijk (5-10 jaar), wat beter past bij een investeringsvraagstuk. De veronderstelling hierbij is dat een zeer groot deel van de benodigde investeringen voor klimaatneutraliteit in 2050 vóór 2040 moeten worden gedaan. Ten slotte zal het IBO – conform de taakopdracht – niet in gaan op de (on)wenselijkheid van de klimaatdoelstellingen of adviseren over de wenselijkheid van specifieke energiebronnen (wind op

⁷ De uitgebreidere taakopdracht is opgenomen in bijlage 2.

zee, kerncentrales). De keuzes en ontwikkelingen zoals geschetst in het al genoemde NPE zijn uitgangspunt.

1.3 Gevolgde werkwijze

Dit IBO is uitgevoerd door een interdepartementale werkgroep, inclusief deskundigen van de planbureaus, onder leiding van een onafhankelijke voorzitter. De voorzitter is ondersteund door een onafhankelijk secretariaat, bestaande uit secretarissen van het ministerie van Financiën en het ministerie van Klimaat en Groene Groei (hierna: KGG). De werkgroepleden hebben deelgenomen zonder last- of ruggenspraak. Er was een non-vetoprincipe voor de beleidsopties die zijn aangedragen in de werkgroep. Het onderzoek heeft een onafhankelijke, ambtelijke status. Bij de uitwerking van het rapport en de beleidsopties is gebruikgemaakt van verschillende onderzoeken naar de (bekostiging van de) elektriciteitsinfrastructuur. Ook zijn voor dit onderzoek specifiek onderzoeken gedaan, die zijn opgenomen in de bijlagen van het rapport. Om zo goed mogelijk gebruik te maken van kennis en expertise van anderen hebben rondetafelgesprekken, werkbezoeken en interviews plaatsgevonden (zie de lijst van de gesprekspartners in bijlage 3). Verder hebben de voorzitter en het secretariaat regulier en veelvuldig overlegd met de Autoriteit Consument & Markt (ACM), Netbeheer Nederland en vertegenwoordigers van medeoverheden. Uiteraard blijft de werkgroep verantwoordelijk voor de inhoud van het rapport.

1.4 Opbouw van het rapport

Dit rapport is te lezen aan de hand van de onderstaande vragen. In bijlage 6 zijn alle geïnventariseerde beleidsopties terug te vinden.



2. Een verkenning van het elektriciteitsbeleid

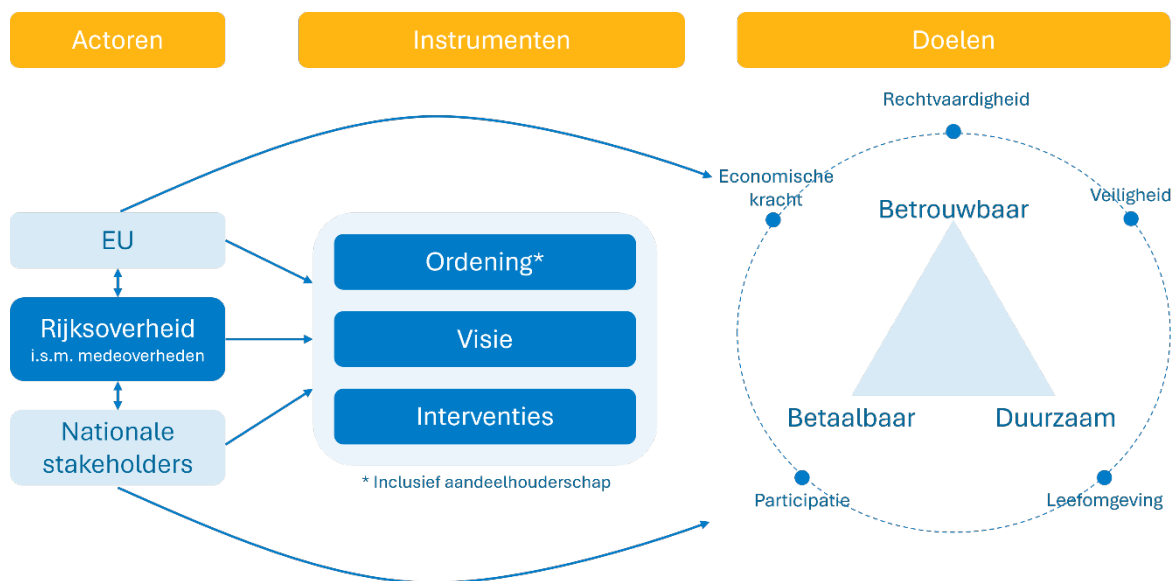
- Het Nederlandse energiebeleid is primair gericht op het borgen van drie publieke belangen: betrouwbaarheid, betaalbaarheid en duurzaamheid. Er is een inherente spanning tussen deze doelen die vaak niet expliciet gemaakt wordt.
- De gekozen ordening van de elektriciteitsmarkt draagt bij aan de borging van deze belangen, maar is niet voldoende. Daarom draagt de overheid een richtinggevende visie uit en beschikt ze over een gereedschapskist met specifieke beleidsinterventies.
- Conform (Europese) wetgeving is de regulering van en het toezicht op de netbeheerders de exclusieve bevoegdheid van een onafhankelijke instantie (in Nederland: de ACM). Dat betekent onder meer dat het Rijk de oplopende netkosten – als dat wenselijk wordt geacht – op een andere manier dempen dan via de regulering.
- Meer in het algemeen geldt dat de Rijksoverheid systeemverantwoordelijk is en ambities heeft voor het energiesysteem, en daarbinnen het elektriciteitssysteem, maar de uitvoering in belangrijke mate heeft toebedeeld aan andere partijen: marktpartijen, netbeheerders, medeoverheden en de ACM.
- Gegeven de omvang van het maatschappelijke vraagstuk en de consequenties op betaalbaarheid, is het nodig dat het Rijk weer meer grip krijgt en stuurt. Schaarste vraagt om meer samenwerking en nieuwe samenwerkingsvormen. Het betekent ook dat informatie, inzicht en kennis meer gedeeld moeten worden tussen partijen.
- Omgekeerd geldt dat de overheid met haar keuzes ten aanzien van het elektriciteitsnet steeds meer invloed heeft op de (in)richting van de economie, ruimte en maatschappij. Bovendien beïnvloedt het daarmee de voortgang van de energietransitie, die ondertussen ook steeds meer gedreven wordt door de markt en de technologie.
- In de afgelopen periode heeft sterk de nadruk gelegen op het sturen van de productie van en de vraag naar elektriciteit. Er was relatief weinig aandacht voor de vraag of het net de sterke groei in zowel de opwek als het verbruik van elektriciteit wel aan kon.
- Het is niet doelmatig, niet uitvoerbaar en niet betaalbaar om de netcapaciteit volledig te blijven afstemmen op de piekbelasting. De energietransitie vraagt van alle betrokken partijen een andere manier van kijken (bijvoorbeeld ten aanzien van leveringszekerheid) en een andere manier van doen (flexibeler netgebruik als norm).

Dit hoofdstuk vormt een verkenning van het elektriciteitsbeleid tot nu toe en een beknopte reconstructie van de onderliggende beleidstheorie. Het bestaat uit de volgende onderdelen:

- Een duiding van de publieke belangen (doelen) van het energiesysteem en de onderlinge verhouding daartussen. Aangezien markten deze publieke belangen niet (volledig) meenemen in hun reguliere transacties, is overheidsbeleid noodzakelijk en gewenst (2.1);
- Een beschrijving van de instrumenten van de Rijksoverheid om bij te dragen aan de realisatie van de publieke belangen: de gekozen ordening van de elektriciteitsmarkt (2.2), het uitdragen van een visie met richtinggevende keuzes (2.3) en een gereedschapskist met specifieke interventies om (bij) te sturen, met het oog op de publieke belangen (2.4).

Dit hoofdstuk vormt daarmee de basis voor de volgende hoofdstukken en sluit af met een aantal observaties over het beleid en de beleidstheorie in het licht van de energietransitie.

Figuur 2.1 Schematische weergave van dit hoofdstuk



2.1 De publieke belangen van het energiesysteem

Het Nederlandse energiebeleid is primair gericht op het borgen van drie publieke belangen: betrouwbaarheid, betaalbaarheid en duurzaamheid. Energie, waaronder elektriciteit, is een noodzakelijke voorwaarde voor het goed functioneren van de maatschappij en daarmee voor de brede welvaart in Nederland: een vorm van welvaart die breder is dan de hoogte van het inkomen, maar bijvoorbeeld ook een goede gezondheid en een prettige leefomgeving meeweegt. Bij betrouwbaarheid gaat het van oudsher om voorzieningszekerheid, leveringszekerheid en toegang tot energie (aansluiting en transport op het elektriciteitsnetwerk). Duurzaam betekent dat de CO₂-uitstoot van gebruikte energie past binnen de mondiale, Europese en nationale klimaatdoelstellingen die wettelijk zijn vastgelegd en dat energie gebruikt wordt volgens het *Trias Energetica* principe: minimaliseer het energieverbruik, gebruik duurzame energie, gebruik eventuele fossiele energie zo efficiënt mogelijk. Betaalbaarheid is gericht op het principe van draaglijke kosten van energie voor gebruikers en zo laag mogelijke maatschappelijke kosten van het energiesysteem voor de samenleving als geheel.

Er is een inherente spanning tussen deze doelen die moeilijk alle drie volledig en gelijktijdig gerealiseerd kunnen worden. Het relatieve belang dat aan de verschillende doelen wordt gehecht, verschilt in de tijd. Globaal gesteld lag lange tijd de nadruk op betaalbaarheid en betrouwbaarheid. Historisch gezien heeft de liberalisering van de Europese energiemarkten de betaalbaarheid positief beïnvloed en heeft de integratie van deze markten bijgedragen aan betrouwbaarheid van het energiesysteem.⁸ Gedurende de laatste tien jaar is steeds meer waarde gehecht aan het belang van duurzaamheid en is er ingezet op een transitie naar het gebruik van hernieuwbare energiebronnen, in het bijzonder elektriciteit uit wind en zon. Daarnaast is in 2024 besloten om de gaswinning in Groningen te beëindigen. Dit is de afgelopen decennia vormend geweest voor de opbouw van het Nederlandse energiesysteem. De energietransitie vraagt daarom om grote investeringen in onder andere de elektriciteitsinfrastructuur. Deze investeringen zijn ook

⁸ Strategy& PwC (2023). Onderzoek publieke belangen Nederlandse energievoorziening.

nodig om qua energievoorziening minder afhankelijk te worden van onbetrouwbare landen en daarmee voor het borgen van het publieke belang van strategisch (energie)onafhankelijkheid. Dit is een breed gedeelde wens, gegeven de oplopende geopolitieke spanningen en het effect dat deze afhankelijkheid – via prijsvolatiliteit – kan hebben op de betaalbaarheid.⁹ Daaropvolgend is er ook het publieke belang van veiligheid, namelijk de bescherming van het energiesysteem tegen statelijke dreigingen, digitale aanvallen, criminaliteit en terrorisme. De productie, het transport en de distributie van elektriciteit op zee en op land worden immers als vitale processen beschouwd.¹⁰ Samengenomen zetten de benodigde investeringen de betaalbaarheid van het energiesysteem voor burgers, instellingen en bedrijven onder druk.

Het Nationaal Plan Energiesysteem voegt een aantal doelen toe aan het energiebeleid: de kwaliteit van de leefomgeving, participatie, rechtvaardigheid en economische kracht.

In het NPE (2023) worden aanvullende publieke belangen benoemd om explicieter mee te wegen in de energietransitie. Deze belangen gaan specifiek over de relatie tussen het energiesysteem en brede welvaart. Het gaat ten eerste om de ruimtelijke inpassing van het veranderende en groeiende energiesysteem in de schaarse publieke ruimte en de kwaliteit van het milieu en de directe leefomgeving. Hier spelen medeoverheden en aangrenzende beleidstrajecten, zoals de Nota Ruimte, een belangrijke rol: ruimteclaims komen regionaal en lokaal samen en vragen om afweging en besluiten. Ten tweede gaat het om het belang van directe betrokkenheid van burgers, bedrijven en instellingen bij keuzes over en hun actieve rol in het energiesysteem. Het derde aanvullende belang, rechtvaardigheid, heeft betrekking op verdelingsvragen, nationaal en internationaal, in de transitie naar een toekomstig energiesysteem. Het laatste belang van economische kracht betreft de directe verbinding tussen het energiesysteem en de (toekomstige) verdien capaciteit van de economie, inclusief het belang van strategische sectoren. Net als voor de drie meer traditionele publieke belangen, geldt ook hier dat deze publieke belangen geregeld op gespannen voet met elkaar staan en steeds weer een politieke weging vereisen. Deze inherente complexiteit maakt het niet eenvoudiger om tot goede en gewogen besluiten te komen.

Box 2.1 - Hoofddoelstellingen op Europees niveau

De publieke belangen van het Nederlandse energiebeleid sluiten aan op de hoofddoelstellingen die op Europees niveau worden gedeeld. Dit is ook logisch gezien de grote invloed van het Europese recht op het nationale regelgevend kader. Het huidige Europese energiebeleid is gebaseerd op de strategie voor een Energie Unie (2015), die vijf hoofddoelstellingen van het Europese beleid definieert:

1. De energiebronnen van Europa diversifiëren en de energiezekerheid waarborgen via solidariteit en samenwerking tussen de EU-landen;
2. Zorgen voor de totstandkoming van een volledig geïntegreerde interne energiemarkt, die via een aangepaste infrastructuur een vlotte doorstroming van energie door de EU mogelijk maakt en vrij is van technische of regelgevende belemmeringen;
3. De energie-efficiëntie verbeteren en de afhankelijkheid van ingevoerde energie verminderen, de uitstoot beperken en banen en groei stimuleren;
4. De economie decarboniseren en toewerken naar een koolstofarme economie in overeenstemming met het Klimaatakkoord van Parijs;

⁹ Ministerie van Klimaat en Groene Groei (2024). *Energienota. Het ministerie benadrukt het belang van meer energie-onafhankelijk en wijst op het feit dat momenteel 80% van onze energievraag door import wordt gedekt.*

¹⁰ <https://www.nctv.nl/onderwerpen/vitale-infrastructuur/overzicht-vitale-processen>.

5. Onderzoek naar koolstofarme en schone energietechnologieën bevorderen, en prioriteit geven aan onderzoek en innovatie om de energietransitie te stimuleren en het concurrentievermogen te verbeteren.

Veel van het onderhevige Europese regelgevend kader voor energie is gebaseerd op het Fit-for-55-pakket uit 2021, dat zich richt op de onderlinge afstemming van alle klimaat- en energiedoelstellingen. Dit werd aangepast in het REPowerEU-pakket uit 2022, dat tot doel heeft de afhankelijkheid van Russische fossiele brandstoffen snel en volledig af te bouwen.

Duurzaamheid wordt op Europees en nationaal niveau vaak vertaald naar concrete en wettelijk verankerde doelen; dat geldt minder voor betrouwbaarheid en betaalbaarheid.

Voor duurzaamheid zijn er enerzijds wettelijke Europese en nationale doelstellingen, die duidelijk zijn over de CO₂-reductie in 2030 en 2050, het aandeel hernieuwbare energie en energiebesparing. Anderzijds zijn er ook nationale beleidsdoelen die minder strikt van aard zijn en meer ruimte laten voor nadere politieke keuzes, bijvoorbeeld het streven naar een CO₂-vrije elektriciteitssector in 2035. Voor betrouwbaarheid geldt dat dit in de Europese en nationale kaders vooral een algemeen doel blijft. De algemene norm voor de voorzieningszekerheid van het elektriciteitsnet die TenneT hanteert in zijn jaarlijkse leveringszekerheidsmonitor kent geen expliciete juridische basis.¹¹ Ook is de betrouwbaarheidswaarde van het Nederlandse elektriciteitsnet geen voorgeschreven vereiste, maar het resultaat van ACM-regulering ten aanzien van de kwaliteit van het netbeheer over de jaren heen. Voor het publieke belang van betaalbaarheid geldt dat zowel vanuit Europees als nationaal perspectief betaalbare energieprijzen worden beoogd. De invulling daarvan is in hoge mate politiek en onderdeel van bredere discussies zoals het sociaaleconomisch en bedrijvenbeleid. Bovenstaande heeft drie belangrijke implicaties voor het elektriciteitsnetwerk. Ten eerste kan de beleidsvrijheid in de borging van publieke belangen leiden tot onzekerheid, waartoe de investeerders zich moeten verhouden. Ten tweede zijn beleidsdoelen voor betaalbaarheid en betrouwbaarheid minder concreet en voornamelijk gebaseerd op eigen normen van partijen en maatschappelijke conventies die over de jaren zijn ontstaan. Daardoor zijn ze lastiger te veranderen. Ten derde kan een expliciete afweging tussen de drie publieke belangen door een verschil in concretisering en explicitering niet goed plaatsvinden. Spreekwoordelijk: betaalbaarheid is nu vaak het "ondergeschoven kindje" en netgebruikers "het kind van de rekening". Wat dit concreet betekent voor huishoudens en bedrijven is gebleken tijdens de energiecrisis van 2022. Een te grote afhankelijkheid van een onbetrouwbare leverancier van fossiele energie leidde tot dusdanig hoge en volatiele energieprijzen (gas, maar ook doorwerkend in elektriciteit) dat deze ondraaglijk waren voor zowel bedrijven als huishoudens. Overheidsingrijpen was noodzakelijk. Deze crisis heeft laten zien dat het hebben van een strategisch autonoom energiesysteem van groot belang is voor de betaalbaarheid op de lange termijn.

2.2 De gekozen ordening van de elektriciteitsmarkt

Deze en de volgende paragraaf gaan over de instrumenten om de publieke belangen te dienen. Een belangrijke beleidskeuze betreft de ordening van de elektriciteitsmarkt als onderdeel van de energiemarkt, en voor dit rapport in het bijzonder de regulering van de netbeheerders. Gelet op de interacties en verbondenheid tussen nationale markten, heeft deze beleidsvorming grotendeels op EU-niveau plaatsgevonden. Het EU-kader is leidend voor de ordening van de elektriciteitsmarkt.

¹¹ In de Monitor Leveringszekerheid (2024) hanteert TenneT de zogenaamde Loss of Load Expectation (LOLE)-norm van vier uur. Aardgas kent wel een explicietere wettelijke basis voor leveringszekerheid. Zo stelt het besluit leveringszekerheid Gaswet dat het systeem bij een effectieve temperatuur van -17 moet kunnen functioneren, en GTS een wettelijke taak heeft om als piekleverancier op te treden bij gemiddelde dag temperatuur beneden -9 °C (zie ook Besluit Leveringszekerheid Gaswet en Takencode Gas LNB)

Na de Europese liberalisering van de energiemarkten zijn het transport en de distributie van elektriciteit gescheiden van de productie en de levering van elektriciteit. In het grootste deel van de 20e eeuw had de overheid (Rijk, provincies, gemeenten) een belangrijke rol in de elektriciteitssector. Om de publieke belangen te borgen waren voor de liberalisering de productie, het transport, de distributie en levering gebundeld in gemeentelijke of provinciale energiebedrijven (verticale integratie). Deze ordening van de elektriciteitssector veranderde tijdens de liberalisering en privatisering van de Europese energiemarkten in de jaren negentig via verschillende Europese wetgevingspakketten. De wens tot economische integratie en schaalvergroting in de EU, het terugdringen van ondoelmatigheid en het afschaffen van staatssteun aan energiebedrijven vormden belangrijke motieven voor het vrijgeven van de energiemarkten. Vervolgens werden in Nederland productiebedrijven geprivatiseerd, kwam er meer concurrentie tussen producenten en leveranciers en kregen consumenten meer keuzevrijheid. Met het uiteindelijke gevolg dat energieprijzen daalden. Om machtsmisbruik van verticaal geïntegreerde bedrijven te voorkomen werden de transport- en distributiefunctie gescheiden van de productie en levering: alle producenten en leveranciers moeten gelijke toegang hebben tot het net. Omgekeerd betekent dit ook dat netbeheerders niet actief mogen zijn in de levering of productie van elektriciteit of gas (het zogenoemde groepsverbod). Om commerciële avonturen met netwerken als onderpand te voorkomen werd in Nederland gekozen voor een volledige eigendomssplitsing. Ook werd bij wet vastgelegd dat netwerkbedrijven als natuurlijke monopolies in publieke handen moeten blijven (publiek aandeelhouderschap).

Op basis van Europese wetgeving zijn netbeheerders verantwoordelijk gemaakt voor het transport en de distributie van elektriciteit, gereguleerd en onder toezicht geplaatst. In tegenstelling tot de productie en levering van elektriciteit bleef het transport en de distributie van elektriciteit de verantwoordelijkheid van één partij binnen een geografisch gebied. Dit vanuit de gedachte dat het vanwege de natuurlijke schaalvoordelen efficiënter is als de markt vanuit één netbeheerder wordt bediend; het is immers niet doelmatig als meerdere netbeheerders binnen eenzelfde gebied meerdere kabels en transformatorpunten hebben. Enerzijds is het daarbij van groot belang dat netbeheerders hun netten goed onderhouden, iedereen die daarom vraagt een aansluiting geven, geen onnodige kosten in rekening brengen bij gebruikers en tijdig investeren in vervanging, verzwaring en uitbreiding van de netten. Anderzijds, kunnen netgebruikers niet “stemmen met hun voeten” en moet “goldplating” worden voorkomen. Regulering (tarieven, contractvoorwaarden, transparantie) en toezicht op de netbeheerders zijn daarbij essentieel. Deze taken zijn belegd bij de ACM. Dit is conform de Europese Elektriciteitsverordening en -richtlijn, die vereisen dat de meeste taken met betrekking tot de regulering van netbeheerders belegd zijn bij een onafhankelijk toezichthouder waarop de overheid geen directe invloed kan uitoefenen.

De overheid kwam meer op afstand te staan en moest haar verantwoordelijkheid ten aanzien van het elektriciteitssysteem op een minder directe manier waarmaken. Volgens het Europese kader, de Elektriciteitswet 1988 en de Energiewet is elke netbeheerder (zie tabel) verplicht zijn systeem te beheren, te onderhouden, te ontwikkelen en te voorzien in voldoende transportcapaciteit op korte en lange termijn. Alle gebruikers van het net mogen ervanuit gaan dat het transport en de distributie binnen de Nederlandse biedzone geen fysieke of andersoortige beperking kennen voor de koppeling van vraag en aanbod.¹² De uitoefening van wettelijke taken gebeurt in het privaatrechtelijk domein. Netbeheerders zijn in die rol vergelijkbaar met private bedrijven, maar wel binnen publiekrechtelijke kaders. Ze zijn belast met zogeheten diensten van algemeen belang, in overeenstemming met de beginselen van het Unierecht. In deze context

¹² Binnen de huidige flow-based-market-coupling wordt tot op zekere hoogte al rekening gehouden met de beschikbaarheid van transportcapaciteit op kritieke netwerk-elementen op het transportnetwerk binnen en tussen biedzones.

hebben de lidstaten een discretionaire bevoegdheid om te beslissen wat een dienst van algemeen belang is, hoe deze moet worden gefinancierd en aan welke bijzondere verplichtingen – bijvoorbeeld doelstellingen van nationaal belang – deze dienst onderworpen is.

Tabel 2.1: Type systeembeheerders voor elektriciteit (netbeheerders) volgens de Energiewet en aangewezen partijen

TYPE SYSTEEMBEHEERDER	AANGEWENZEN SYSTEEMBEHEERDER
Transmissie voor elektriciteit op land	TenneT
Transmissie voor elektriciteit op zee	TenneT
Distributie voor elektriciteit	Liander, Enexis, Stedin, Rendo, Westland Infra en Coteq

Het publiek aandeelhouderschap van netbeheerders kan bijdragen aan de borging van publieke belangen, maar richt zich nu voornamelijk op de financiële vraagstukken. Het Rijk is 100% aandeelhouder van TenneT en (sinds 2023) medeaandeelhouder van Stedin. De provincies en gemeenten zijn aandeelhouder van de andere regionale netbeheerders. Er is gekozen voor een publiek aandeelhouderschap, omdat de extra zeggenschap die dit geeft ten opzichte van wat in wet- en regelgeving kan worden vastgelegd wenselijker is. Het elektriciteitsnet is immers van groot strategisch belang voor de Nederlandse economie, zowel nationaal als regionaal, en vormt voor de samenleving een onderdeel van de vitale infrastructuur. Daarnaast is sprake van een sterke afhankelijkheid van één bedrijf. De overheid onderscheidt zich van veel andere aandeelhouders omdat ze als primaire doel de borging van het publieke belang nastreeft. De continuïteit van de deelneming is essentieel om het publieke belang blijvend te kunnen borgen, zodat de infrastructuur ook van nut is voor toekomstige generaties. Via het publiek aandeelhouderschap kan bijgedragen worden aan de borging van (bestaande en nieuwe) publieke belangen. Als aandeelhouder kan de overheid immers via betrokkenheid bij de strategie, goedkeuring van majeure investeringen en prikkels in het beloningsbeleid bijdragen aan de borging van deze belangen. Daarnaast is er bij publiek aandeelhouderschap ook een financieel belang. Bijvoorbeeld, de winst van deelnemingen komt als dividend ten goede aan de overheidsfinanciën. Dit is vooral van belang voor medeoverheden, omdat het dividend een groter deel van de begroting beslaat. Op nationaal niveau domineren financieringsvragen zoals het bijstorten van eigen vermogen dan wel het verstrekken van nieuwe leningen mede gezien het belang van de continuïteit van de deelneming. Hierbij geldt dat het publiek aandeelhouderschap de kredietwaardigheid van netbeheerders op de financiële markten vergroot en daarmee de financieringskosten en de uiteindelijke nettarieven drukt.

De bestaande ordening draagt bij aan de borging van de publieke belangen, maar is niet voldoende; hiervoor is aanvullend overheidsbeleid nodig.¹³ De algemene inschatting is dat de bestaande ordening een positieve invloed heeft gehad op de betaalbaarheid en de betrouwbaarheid van het energiesysteem als gevolg van liberalisatie, concurrentie en marktintegratie. Dat geldt waarschijnlijk ook voor de duurzaamheid van het systeem doordat nieuwe producenten toetraden die hernieuwbare energie leveren. Ter illustratie, in 2024 was 54% van de gebruikte elektriciteit in Nederland hernieuwbaar ten opzichte van 8,9% in 2009.¹⁴ Historisch gezien lijkt de regulering en het toezicht op netbeheerders een positieve invloed te hebben gehad: de kwaliteit van de transmissie en distributie is verbeterd (gemeten in aantal storingsminuten) en de kosten zijn gedaald.¹⁵ Wel lijkt er ondertussen sprake te zijn van een

¹³ Strategy& PwC (2023). *Onderzoek publieke belangen Nederlandse energievoorziening*.

¹⁴ Compendium voor de Leefomgeving (2019). *Hernieuwbare elektriciteit, 1990-2019*.

¹⁵ Centre for Energy Economics Research (2020). *Performance of Dutch energy distribution operators*.

kentering en naar verwachting zullen niet alleen de kosten maar ook de storingsrisico's gaan stijgen nu de druk op het net sterk oploopt. Tegelijkertijd heeft de bestaande ordening en regulering de huidige congestieproblematiek niet kunnen voorkomen en zijn netbeheerders niet volledig in staat om te voldoen in hun wettelijke taak te zorgen voor voldoende aansluitingen. De bestaande ordening is wellicht noodzakelijk, maar zeker niet voldoende om alle publieke belangen voldoende te borgen. Dit vraagt om aanvullend beleid en samenwerking tussen de meest betrokken partijen op basis van een visie.

2.3 De gekozen visie en vorm van samenwerking

De Rijksoverheid draagt een verantwoordelijkheid voor het gehele energiesysteem en wordt daarop ook steeds vaker aangesproken. Deze "systeemverantwoordelijkheid" kent een aantal dimensies: formeel-juridisch moet het systeem "goed geregeld" zijn, financieel-economisch moet het "uit kunnen" en sociaal-maatschappelijk moet het "goed werken".¹⁶ Het uitoefenen van deze verantwoordelijkheid doet het Rijk enerzijds binnen de bestaande ordening die primair Europees is. Anderzijds heeft het Rijk de uitvoering, mede door Europese regelgeving, grotendeels in handen gegeven van andere partijen: marktpartijen, netbeheerders, medeoverheden en de ACM (zie figuren 3.1 en 3.2). De uitoefening van de systeemverantwoordelijkheid door het Rijk is gaandeweg een complex samenspel geworden op verschillende (politiek-bestuurlijke) lagen en tussen diverse actoren en wederzijdse afhankelijkheden. Om binnen dit complexe systeem (bij) te sturen heeft de Rijksoverheid uiteindelijk een palet aan instrumenten ingesteld voor de verschillende schakels in het energiesysteem en verschillende typen actoren. Een goede samenwerking met deze actoren op alle niveaus en is absoluut noodzakelijk.

Tabel 2.2 Voorbeelden van stakeholders van het Rijk

TYPE ACTOR	VOORBEELDEN
EU	Andere lidstaten (Raad), Europese Commissie, Europees Parlement, Agency for the Cooperation of Energy Regulators (ACER), European Network of Transmission System Operators for Electricity (ENTSO-E), andere Europese toezichthouders (ESMA), koepelorganisaties
Overheden	Rijk, provincies, gemeenten, waterschappen, toezichthouders, omgevingsdiensten
Nationale stakeholders	Landelijke en regionale netbeheerders, energieproducenten, energieleveranciers, (industriële) grootverbruikers, consumentenorganisaties, koepelorganisaties, belangenverenigingen

Als onderdeel van de systeemverantwoordelijkheid heeft het Rijk met het NPE een visie met richtinggevende keuzes opgesteld en meer regie genomen in de energietransitie.

Het NPE geeft richting aan de transitie naar een duurzaam en strategisch autonoom energiesysteem tot 2050, inclusief scenario's voor transitiepaden. Het samen met partijen formuleren van een visie én deze uitdragen vormt een belangrijk instrument in het beleid van de Rijksoverheid. Het bevordert de gelijk gerichtheid van de vele betrokken partijen en biedt partijen houvast ten aanzien van de lange termijn ontwikkelingen. Dit vereist wel dat de richtinggevende keuzes concreet worden gemaakt en consistent worden uitgevoerd. Het kabinet heeft het eerste NPE in 2023 voor een periode van vijf jaar vastgesteld en zal deze elke vijf jaar herzien op basis van de laatste ontwikkelingen en voortschrijdend inzicht. Tussentijds wordt het NPE in principe

¹⁶ Van der Steen et al., NSOB (2016). *De som en de delen. In gesprek over systeemverantwoordelijkheid.*

slechts één keer bijgewerkt. Als onderdeel van de jaarlijkse beleidscyclus van planvorming, monitoring, evaluatie en verantwoording brengt het kabinet elk jaar een Energienota uit over de voortgang, met daarin ook een aanvullende inzet ter concretisering van de in het NPE veronderstelde ontwikkelrichting van het energiesysteem. De visievorming verloopt niet alleen via het NPE, maar ook via Kamerbrieven en routekaarten, de monitoring van relevante ontwikkelingen, coördinatie van processen en (publieks)communicatie.

Belangrijk onderdeel van het NPE is dat CO₂-vrije elektriciteit de ruggengraat vormt van het toekomstige energiesysteem. Naast deze visie voor elektriciteitsketen maakt het NPE vijf richtinggevende hoofdkeuzes voor de ontwikkeling van het energiesysteem:

1. Nu maximaal inzetten op aanbod van duurzame energie (productie en import) en energie-infrastructuur, zodat aan de toekomstige vraag naar duurzame energie kan worden voldaan;
2. Energiebesparing als belangrijke hoeksteen van het energiebeleid: bespaarde energie hoeft immers niet te worden opgewekt, geïmporteerd, getransporteerd en betaald te worden;
3. Slim inzetten op energie en infrastructuur; schaarse energie en infrastructuur worden ingezet waar dit het meest nodig is vanuit systeemperspectief (prioriteitstelling);
4. Internationale samenwerking, omdat dit via een maximaal verbonden systeem tot schaalvoordelen en lagere kosten leidt, innovatieprocessen versnelt en kansen biedt;
5. Samen sturen op de maatschappelijke en economische omslag: de energietransitie samen met medeoverheden, burgers, bedrijven en instellingen vormgeven.

2.4 De gereedschapskist met beleidsinterventies

Naast de ordening en het uitdragen van een visie kan de overheid met een scala aan concrete beleidsinstrumenten invulling geven aan haar systeemverantwoordelijkheid. In de afgelopen periode heeft sterk de nadruk gelegen op het sturen op de productie van en de vraag naar elektriciteit. De ontwikkeling van hernieuwbare energie en de afbouw van fossiele elektriciteitsproductie is sterk gestuurd met instrumenten als de SDE++, het Europese emissiehandelssysteem (ETS), de energiebelasting, maar ook de salderingsregeling en middelen voor de bouw van nieuwe kerncentrales. Tegelijkertijd is aan de vraagzijde fors ingezet op de overstap van fossiele brandstoffen naar duurzame elektrificatie. Dan gaat het (wederom) over de SDE++, ISDE, het stimuleren van elektrische mobiliteit, maar ook het EU-ETS en de energiebelasting op aardgas. Deze sterke focus op aanbod en vraag is niet verrassend gegeven de uitgedragen en concrete beleidsdoelen, die over de afgelopen jaren zijn vastgesteld. Er was in het beleid relatief weinig aandacht voor de vraag of het net de sterke groei in zowel de opwek als het verbruik van elektriciteit wel aan kon. Hierbij speelde mee dat in de vastgelegde ordening van het elektriciteitssysteem de wettelijke taak voor de elektriciteitsinfrastructuur buiten de overheid was belegd, namelijk bij de netbeheerders. In de realiteit maakte het principe van de koperen plaat – er is altijd en overal stroom – ondertussen plaats voor schaarste aan transportcapaciteit. De mate waarin de netbeheerders er in slagen het net te verzwaren en uit te breiden slaat daarmee terug op het overheidsbeleid ten aanzien van aanbod en vraag. Anders gezegd: de energietransitie is niet volledig maakbaar en wordt steeds sterker door de markten en technologie gedreven, maar wat de netbeheerders en de overheid doen, maakt wel degelijk (en steeds meer) uit.

Het Rijk richt steeds meer beleidsinstrumenten op de elektriciteitsinfrastructuur, die nodig zijn om ontwikkelingen aan de vraag- en aanbodzijde te faciliteren. De periode met voldoende transportcapaciteit is voorbij. Vrijwel heel Nederland ervaart netcongestie waardoor ontwikkelingen aan zowel de vraag- als aanbodzijde van elektriciteit beperkt worden. Dit vereist dat er meer en sneller energie- en elektriciteitsinfrastructuur wordt gebouwd, maar ook dat de

beschikbare infrastructuur zo optimaal mogelijk wordt benut. Daarom heeft het Rijk gaandeweg meerdere beleidsinstrumenten ontwikkeld die aangrijpen op het elektriciteitsnetwerk.¹⁷ Zo is er al geruime tijd het Meerjarenprogramma Infrastructuur Energie en Klimaat (MIEK) dat de aanleg van bepaalde energie- en grondstoffeninfrastructuur prioriteert. De programma's PAWOZ¹⁸ en pVAWOZ¹⁹ zijn er om de benodigde infrastructuur op zee en aanlanding daarvan te realiseren. Meer recentelijk zijn alle acties die de Rijksoverheid, samen met de ACM en de netbeheerders, inzet in het Landelijk Actieplan Netcongestie (LAN) gericht op (1) sneller bouwen, (2) slimmer gebruik van het elektriciteitsnet en (3) het creëren van meer inzicht (zie bijlage 9 over het LAN). Het is bovendien de verwachting dat alle instrumenten voor het elektriciteitsnet die nu ontwikkeld worden ook op de langere termijn een grote rol zullen blijven spelen in de beleidsmix.

De ruimtelijke programmering hangt onlosmakelijk samen met de programmering van het energiesysteem ("energieplanologie"). Rijk, provincies en gemeenten maken allerlei ruimtelijke keuzes, zoals op het gebied van woningbouw, werklocaties en energie-opwekking. Ruimtelijke ontwikkelingen kunnen niet zonder transportcapaciteit. De impact op het stroomnet moet daarom vroegtijdig worden meegewogen bij het maken van ruimtelijke plannen. Andersom is bij het programmeren van het energiesysteem belangrijk de samenhang te zoeken met het ruimtelijk toekomstbeeld. Het vinden van ruimte moet niet langer het sluitstuk zijn van planologische processen. Afhankelijk van het type ruimtelijke ontwikkeling is het Rijk, de provincie of de gemeente het bevoegd gezag voor de aanwijzing en inpassing. De Rijksprojectprocedure is van toepassing op verschillende nationale energieprojecten zoals hoogspanning, elektriciteitsproductie of buisleidingen. In deze procedures worden bijvoorbeeld besluiten genomen over de tracés van het hoogspanningsnet (HS-net) en onder welke voorwaarden die gerealiseerd worden. Provincies en gemeenten zijn verantwoordelijk voor de inpassing van regionale energie-infrastructuur. Via Omgevingswet-programma's, zoals de pVAWOZ en het PEH, worden voorkeursgebieden aangewezen voor de aanlanding van windenergie op zee, locaties voor elektrolyse, elektriciteitscentrales, kerncentrales en transportinfrastructuur. Deze programmering is kaderstellend voor projectprocedures die gericht zijn op de inpassing en vergunningverlening van individuele projecten. Het bevoegd gezag kan de Omgevingswetprogramma's vertalen naar ruimtelijke reserveringen.

Met de Nota Ruimte en het programma NOVEX neemt het Rijk - in samenwerking met medeoverheden - regie in het leggen van de ruimtelijke puzzel. De nieuwe Nota Ruimte biedt een visie op de ruimtelijke inrichting van Nederland. De nationale programma's voor bijvoorbeeld woningbouw, landbouw, natuur, defensie, waterveiligheid, het energienetwerk en de economie vormen input voor een integrale afweging in de Nota Ruimte. Ook de samenwerking met de provincies, gemeenten en waterschappen levert belangrijke bouwstenen op voor de Nota Ruimte als het gaat om de inpassing van en ruimtelijke afwegingen voor de nationale opgaven op hun eigen grondgebied. Verder kunnen inwoners, maatschappelijke organisaties, het bedrijfsleven en deskundigen hun inbreng leveren ten aanzien van ruimtelijke keuzes. De Nota Ruimte wordt de Nationale Omgevingsvisie zoals bedoeld onder de Omgevingswet en gaat de huidige NOVI vervangen. Uitgangspunten, die in de Nota Ruimte zijn vastgesteld, zoals waar grootschalige woningbouwontwikkeling kan plaatsvinden, vormen weer input voor de scenario-ontwikkeling voor de investeringsplannen van netbeheerders. In het NOVEX-programma werken Rijk en regio aan een ontwikkelperspectief, uitvoeringsagenda en -afspraken per gebied (gebiedsgerichte aanpak) en aan de doorwerking van het nationale ruimtelijke beleid naar de provincies.

¹⁷ Kamerstukken II 2023-2024 29023-451. *Nieuwe maatregelen netcongestie.*

¹⁸ PAWOZ = *Programma Aansluiting Wind op Zee.*

¹⁹ pVAWOZ = *Programma Verbindingen Aanlanding Wind op Zee.*

Dat de energietransitie grote gevolgen heeft voor het elektriciteitsnet en tot aanzienlijke kostenstijgingen leidt voor netgebruikers heeft pas recent aandacht gekregen. De sterke stijging van de gas- en elektriciteitsprijzen volgend op de Russische inval in Oekraïne kreeg veel aandacht en er werden maatregelen genomen om de gevolgen voor met name huishoudens te verzachten. In *slow motion* vindt ondertussen ook een stijging van de energierekening plaats doordat de netkosten de komende jaren oplopen. Dat geldt voor huishoudens, instellingen en bedrijven. In de gereedschapskist zal naar bestaande en nieuwe instrumenten worden gezocht om daar iets aan te doen. Daarbij kan de Rijksoverheid geen directe invloed uitoefenen op de maximale nettarieven. De vaststelling daarvan is een exclusieve bevoegdheid van de ACM.

2.5 Observaties bij het beleid in de energietransitie

Dit rapport is geen evaluatie van het overheidsbeleid voor een betrouwbaar, duurzaam en betaalbare energievoorziening. Wel plaatst het een vijftal observaties bij beleidstheorie en hoe die uitpakken voor het elektriciteitsnetwerk in de context van een veranderende setting (hoofdstuk 1).

- 1. De energietransitie vraagt meer van de partijen die betrokken zijn bij het elektriciteitsnet en het overheidsbeleid moet daarop aangepast worden.** Anders gezegd: de borging van publieke belangen is in toenemende mate afhankelijk van de beschikbaarheid van het elektriciteitsnetwerk. Lange tijd is de netwerkinfrastructuur volgend geweest op de vraag naar en aanbod van elektriciteit, maar inmiddels is het net steeds meer een restrictie ten aanzien van economische, ruimtelijke en maatschappelijke ontwikkeling. Daarmee komen allerlei nieuwe maatschappelijke kwesties naar voren, zoals de prioritering van nieuwe aansluitingen. Dit vraagt om meer aandacht voor de effecten van allerlei beleid op het elektriciteitsnet, de noodzakelijke investeringen en tariefimplicaties. Het 'uitrollen' van het net op de piek is gegeven de sterke toename van vraag en aanbod en de volatiliteit daarvan maatschappelijk niet doelmatig en ruimtelijk steeds moeilijker inpasbaar. Naast een investeringsopgave is er dus ook een maatschappelijke opgave om het bestaande net structureel beter te benutten. Dat vraagt om aanvullend overheidsbeleid. Dat de volledige beschikbaarheid van transportcapaciteit heeft plaatsgemaakt voor schaarste vraagt niet alleen meer van de overheid, maar van alle betrokken partijen. Deze uitdaging vergt anders denken, bijvoorbeeld over de norm voor leveringszekerheid, maar vergt ook anders doen, bijvoorbeeld een meer flexibel netgebruik als norm. Zie ook hoofdstuk 3 (investeren en beter benutten), hoofdstuk 6 (stroomlijning van besluitvorming) en hoofdstuk 7 (schakelen naar beleidsopties).
- 2. De ongemakkelijke situatie is dat de hogere netkosten de betaalbaarheid onder druk zetten, maar de overheid daarop geen directe invloed heeft.** De vraag wie de rekening betaalt, nu en in de toekomst, staat steeds meer in de belangstelling. Het is meer dan een technische verdelingsvraag. Het heeft sterke maatschappelijke gevolgen: het raakt aan de bestaanszekerheid van veel burgers omdat energie een basisbehoefte is; het zet druk op de continuïteit van maatschappelijke instellingen; het verslechtert de winstgevendheid en concurrentiepositie van bedrijven, zeker als Nederland uit de pas loopt bij andere landen. Dit zet druk op betaalbaarheid en kan bovendien het draagvlak onder de energietransitie verzwakken en de mogelijkheden beperken om de transitie goed en tijdig door te maken. Het ligt daarom voor de hand dat een beroep wordt gedaan op maatregelen om de nettarijfstijging te dempen. Naast maatregelen om het bestaande net beter te benutten gaat het dan om subsidies, compensatie en belastingen. De vaststelling van de nettarieven zelf is een exclusieve verantwoordelijkheid van de ACM, die daarbij rekening houdt met de maatschappelijke discussies en het Europese kader. Deze discussie dient daarom óók op EU

niveau gevoerd te worden, mede vanwege het dreigend verlies aan de concurrentiekracht van Europa als geheel ten opzichte van andere economische blokken. Zie ook hoofdstuk 4 (regulering en toezicht in beweging) en hoofdstuk 5 (de rekening anders verdelen).

- 3. Gegeven de omvang van het maatschappelijk vraagstuk, is het nodig dat het Rijk – samen met andere partijen - meer grip krijgt op de ontwikkelingen.** Dit begint met meer zicht op de kosten, meer inzicht in de kosten voor netgebruikers, wat daar vanuit beleid aan te doen is, en hoe de besluitvorming daarover kan worden verbeterd. Het Rijk is systeemverantwoordelijk en heeft ambities, maar heeft de uitvoering voor een belangrijk deel in handen gegeven aan andere partijen. De te onderscheiden verantwoordelijkheden zijn duidelijk belegd, maar er bestaat een risico op gebrek aan samenhang en verschil in richting. Dit wordt deels ondervangen doordat het Rijk het NPE heeft uitgebracht als visiedocument, maar dit zal nader geconcretiseerd moeten worden. Gegeven de taakverdeling zijn de informatie, het inzicht en de kennis verdeeld over de verschillende partijen en staat de overheid vaak op achterstand. Het is daarom belangrijk dat er gewerkt wordt aan een gemeenschappelijke informatie- en kennisbasis. De bredere vraag is: hoe komt wat de verschillende partijen doen uiteindelijk samen in het besluitvormingsproces en hoe kan dit proces worden verbeterd zodat de discussie over inhoud (wat is het doel en hoe is dat te bereiken?) en de discussie over geld (hoe wordt het betaald en door wie?) bij elkaar worden gebracht? Zie ook hoofdstuk 3 (investeren en beter benutten), hoofdstuk 4 (regulering en toezicht in beweging) en hoofdstuk 6 (stroomlijning van besluitvorming).

- 4. De overheid beïnvloedt met haar keuzes ten aanzien van het elektriciteitsnet in toenemende mate de (in)richting van de economie, ruimte en maatschappij.** De elektrificatie is in volle gang en wordt steeds meer gedreven door markten en technologie. Beleid gericht op het elektriciteitsnetwerk wordt daarmee in toenemende mate ook sturend voor maatschappelijke ontwikkelingen. Tegelijkertijd is het beleidsdomein complex geworden met veel lagen, verschillende actoren en steeds meer aangrenzende beleidsterreinen. Hoe duidelijker de overheid richting geeft, hoe beter de beleidsinstrumenten daarop kunnen worden aangesloten, des te beter de netbeheerders hun IP's daarop kunnen afstemmen en hoe beter de ACM deze IP's kan toetsen en verwerken in de maximale nettarieven. Daarom komt meer regie en sturing vanuit de Rijksoverheid de voorspelbaarheid van de kosten van elektriciteitsinfrastructuur voor burgers, instellingen en bedrijven ten goede, maar bijvoorbeeld ook wat voor een rol de elektriciteitsinfrastructuur zal spelen in de ruimtelijke besluitvorming. Zie hoofdstuk 6 (stroomlijning van besluitvorming).

- 5. Om de publieke belangen te borgen vraagt de schaarste aan transportcapaciteit om samenwerking tussen de verschillende partijen in het energiesysteem.** Samenwerking is nodig op Europees niveau omdat het Nederlandse net nauw verbonden is met het Europese net. Binnen Nederland kunnen netbeheerders nog meer samenwerken om tot een integrale aanpak te komen; ook hier geldt immers dat netten verbonden zijn en dat netbeheerders tegen dezelfde vraagstukken aanlopen. De ruimtelijke inpassing vereist samenwerking tussen overheden. Daar komt bij dat in de energietransitie het onderscheid tussen productie, conversie, opslag en distributie meer fluide wordt. Zo zijn veel huishoudens en bedrijven prosumenten geworden. Het is belangrijk dat er ruimte komt voor nieuwe samenwerkingsvormen, zoals energiehubs waarin opwek en consumptie lokaal op elkaar worden afgestemd. Een interessant voorbeeld is de Rotterdamse stadsvervoerder RET dat vanuit zijn eigen elektriciteitsnetwerk overtollige stroom gaat leveren aan externe partijen, waaronder de gemeente. Dit is op meer plekken in Nederland toepasbaar. Omgekeerd is het

een vraag of netbeheerders een grotere rol zouden moeten spelen in het zorgen voor meer (flexibele) opslagcapaciteit voor het elektriciteitsnetwerk of dat dit primair door marktpartijen moet gebeuren. Nu is dit niet mogelijk vanwege het groepsverbod, dat Europees is vastgelegd. Onder de Energiewet is er voor TenneT al een mogelijkheid voor ontheffing door de ACM als flexibiliteitsdiensten zoals opslag door TenneT niet via de markt kunnen worden ingekocht. Verkend zou kunnen worden of er in de regelgeving meer ruimte kan worden geboden dan enkel deze ontheffing. Kortom, een reflectie op de rollen en verantwoordelijkheden van de verschillende partijen in het energiesysteem kan helpen de netproblematiek aan te pakken.

3. Investeren en beter benutten

- De langetermijnontwikkeling van het energie- en elektriciteitssysteem kent een grote onzekerheid. Daarom liggen er verschillende scenario's aan de basis van de prognoses van de benodigde investeringen in het stroomnet.
- De huidige investeringsprognose is gebaseerd op hoge ambities voor elektrificatie. Ook de ambities voor het gebruik van groen gas, waterstof en warmtenetten moeten worden waargemaakt om de investeringen in het elektriciteitsnet niet verder te laten stijgen. Anderzijds is de prognose behoudend ten aanzien van de mogelijkheden van nieuwe technologieën en een intensievere benutting van het net.
- Volgens de huidige inzichten worden de benodigde investeringen voor de periode tot 2040 cumulatief ingeschat op 195 miljard euro met een bandbreedte van 136-253 miljard euro. Dat komt neer op meer dan 10 duizend euro per inwoner.
- Bijna de helft van alle investeringen (88 miljard euro) is nodig voor het netwerk op zee. Hierbij is uitgegaan van een energiemix met een vermogen van windenergie op zee van 38 GW in 2040. Een deel van de investeringen ligt al vast. Waar dit nog niet zo is, moet rekening gehouden worden met de ontwikkelingen van de elektriciteitsvraag.
- Nadere keuzes om het stroomnet op land beter te benutten kunnen de investeringsopgave dempen met 3,5 tot 22,5 miljard euro in 2040 (op een totaal van 107 miljard euro). In de eerste jaren leiden nadere keuzes niet tot een lagere investeringsopgave, maar wel tot extra aansluitingen met omvangrijke maatschappelijke baten (7,2 tot 43 miljard euro). De bandbreedte wordt bepaald door de mate van ingrijpendheid van de maatregelen.
- Interventies richten zich op meer flexibiliteit bij kleinverbruikers en grootverbruikers, energiebesparing, locatiesturing, zwaardere belasting van assets en het vrijmaken van redundantie op het stroomnet. Om meer flexibel netgebruik te realiseren zijn meerdere maatregelen mogelijk, maar bovenal ook een maatschappelijke keuze over hoe vrijblijvend flexibel netgebruik zal zijn in de toekomst.
- Andere systeemkeuzes, zoals meer kernenergie in plaats van windenergie op zee, leiden volgens een eerste inschatting niet tot lagere systeemkosten. Ze kunnen wenselijk zijn vanwege andere publieke belangen, zoals leveringszekerheid.
- De onderzochte interventies leiden tot aanpassingskosten. Deze kunnen (tijdelijk) gemitigeerd worden. De besparingen worden dan wel minder. Uitstel van interventies zorgt ervoor dat reductiepotentieel verloren gaat en de rekening sterker oploopt.

Dit hoofdstuk geeft inzicht in de totstandkoming van de plannen voor de benodigde netuitbreiding, hoe hoog de ingeschatte investeringsopgave is en welke nadere keuzes mogelijk zijn om de investeringskosten te dempen:

- Wat is het voorziene ontwikkelpad van het stroomnet richting 2040 (3.1)?
- Welke investeringsopgave hoort daarbij (3.2)?
- Wat zijn mogelijke systeeminterventies om de investeringsopgave "bij te buigen" (3.3)?
- Wat zijn de maatschappelijke aspecten van de systeeminterventies (3.4)?
- Welke beleidsopties zijn er (3.5)?

3.1 Het ontwikkelpad van het elektriciteitsnet richting 2040

Het pad naar een ander energiesysteem kent een grote mate van onzekerheid, waarin de rol van infrastructuur en de kosten daarvan vaak te beperkt worden meegewogen. Om met de onzekerheid over de toekomst om te gaan, is het gebruikelijk om te werken met scenario's. Er zijn meerdere scenario's beschikbaar op Europees en nationaal niveau die kijken naar een mogelijke ontwikkeling van het energie- en elektriciteitssysteem op de lange termijn. De projecties van deze scenario's zijn afhankelijk van gebruikte scope, (optimalisatie-)model, definities, aannames, eenheidsprijzen en randvoorwaarden. Daardoor is het onderling vergelijken van scenario's niet eenvoudig. Hoewel de scenario's verschillen, laten alle scenario's zien dat het aandeel elektriciteit in de energiemix sterk stijgt richting 2050. Dit is ook in lijn met de geformuleerde uitgangspunten in het NPE: elektriciteit als ruggengraat van het energiesysteem. Een belangrijke eerste observatie is dat in de huidige beleidsvorming voornamelijk scenario's worden gebruikt die gebaseerd zijn op een *technische* optimalisatie van vraag en aanbod binnen het energie- of elektriciteitssysteem. Er wordt echter in beperkte mate rekening gehouden met de rol, ontwikkeling en de kosten van de (elektriciteits-) infrastructuur. Als de infrastructurele dimensie integraal zou worden meegenomen, wordt de complexiteit weliswaar groter, maar komen de volledige systeemeffecten en -kosten wel eerder en beter in beeld. Hierbij is relevant dat vrijwel alleen de netbeheerders over de benodigde kwaliteit en capaciteit beschikken voor het maken van een gedetailleerde infrastructuurplanning, al is dat voor hen ook een ingewikkelde taak.

Netbeheerders kiezen zelf welke scenario's ze gebruiken voor de ontwikkeling van hun investeringsplannen en verrijken deze scenario's met eigen data en informatie.

Netbeheer Nederland heeft, in samenspraak met partijen in de energiesector, in de integrale infrastructuurverkenning 2030-2050 (II3050) vier scenario's geformuleerd als de hoekpunten van de mogelijke richtingen waarin het Nederlandse energiesysteem zich kan ontwikkelen in 2050. Deze scenario's verschillen ten eerste in de mate waarin de overheid stuurt en keuzes maakt of juist ruimte geeft aan marktpartijen en ten tweede of de energietransitie meer nationaal (landelijk of regionaal) of internationaal georganiseerd wordt.²⁰ Hierop zijn drie IP-scenario's uitgewerkt die kijken tot 2035, maar binnen de vier eindbeelden voor 2050 passen. Als input voor deze IP-scenario's gebruiken de netbeheerders de meest recente (wettelijke) doelstellingen op het gebied van Europees en nationaal klimaat- en energiebeleid, regionale plannen en ambities, maar ook doen zij aannames over de ontwikkeling en adoptie van technologieën in het energiesysteem. Bovendien worden deze scenario's geregionaliseerd, zodat op postcodeniveau een inschatting gemaakt kan worden over de ontwikkeling van vraag- en aanbod per scenario.²¹ Eén van deze IP-scenario's vormt uiteindelijk de basis van het daadwerkelijke IP van een netbeheerder. Het is aan de netbeheerder zelf om te kiezen welk scenario het beste aansluit bij hun verwachtingen over hun verzorgingsgebied. Vervolgens verrijken de netbeheerders deze met eigen additionele data over bijvoorbeeld aansluitverzoeken en congestie. Dit betekent dat het voor het Rijk niet altijd duidelijk is wat de aannames zijn die ten grondslag liggen aan de IP's en in hoeverre deze in lijn zijn met de uitgangspunten in het beleid.

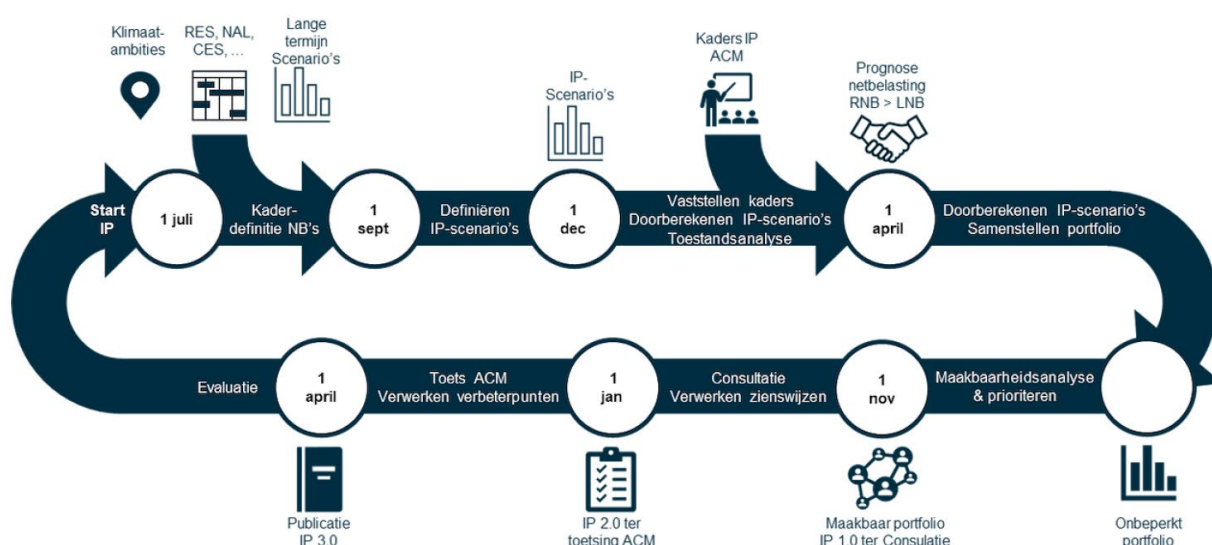
Op basis van IP-scenario's worden capaciteits- en kwaliteitsknelpunten geïdentificeerd die opgenomen kunnen worden in de investeringsplannen en het projectenportfolio. Op basis van de doorrekening van de IP-scenario's (en voor TenneT ook internationale marktscenario's) in de netwerkmodellen van de netbeheerders worden capaciteits- en

²⁰ Netbeheer Nederland (2023). *Het energiesysteem van de toekomst: de II3050-scenario's*.

²¹ Denk hierbij aan input uit onder andere de Europese Ten Year Network Development Plans (TYNDP), Regionale Energiestrategieën (RES), Cluster Energie Strategieën (CES), Transitievisie Warmte (TVW), de Nationale Agenda Laadinfrastructuur (NAL) en zowel de nationale en provinciale MIEK-projecten.

kwaliteitsknelpunten in het elektriciteitsnetwerk geïdentificeerd in de aankomende tien jaar. Onder de Energiewet wordt deze termijn verlengd naar 15 jaar, waarbij de link moet worden gelegd met de scenario's die 25 jaar vooruit kijken. Bij een capaciteitsknelpunt gaat het om een uitbreidingsinvestering en bij een kwaliteitsknelpunt om een vervangingsinvestering. Deze knelpunten worden gecombineerd met een risicoanalyse, waarbij de kans op een storing en het (financiële) effect daarvan worden ingeschat. Op basis van deze analyse wordt besloten of het verhelpen van een knelpunt moet worden opgenomen in het projectenportfolio. Over dit ongelimiteerde projectportfolio wordt vervolgens een maakbaarheidsanalyse gedaan. Als gevolg van schaarste aan mensen, grondstoffen, materialen en ruimte en de lange doorlooptijden van bestemmings- en vergunningsprocedures kunnen netbeheerders vaak niet elke investering uitvoeren die zij wel zouden willen doen.²² Netbeheerder schatten dit maakbaarheidsgat in op 28% in 2030. Er moeten keuzes worden gemaakt. Dat gebeurt in samenspraak met de overheden.

Figuur 3.1 Mijlpalen totstandkoming IP2024²³



In vergelijking met investeringen op land heeft het Rijk een veel meer sturende rol voor de investeringen in wind op zee met het Ontwikkelkader windenergie op zee.

Netbeheerders op land besluiten op basis van hun wettelijke taken welke projecten ze gaan realiseren. Voor het net op zee kent de Rijksoverheid, op basis van de Energiewet, de Elektriciteitswet en het Ontwikkelkader windenergie op zee, een veel meer sturende rol. Via dit kader bepaalt de Rijksoverheid op hoofdlijnen waar, wanneer en welke infrastructuur moet worden aangelegd. TenneT is wettelijk verplicht deze infrastructuur op zee aan te leggen en mag de bijbehorende kosten verwerken in haar netwerkstarieven.²⁴ In het huidige wettelijke kader kennen deze investeringen, anders dan bij investeringen op land, een beperkte toets door de ACM. De ACM beoordeelt uitsluitend of TenneT de investeringen overeenkomstig met het ontwikkelkader efficiënt heeft uitgevoerd. De keuze voor het gebruik van een ontwikkelkader is destijds gemaakt om de ontwikkelaars van windparken op zee de zekerheid te geven over de tijdige beschikbaarheid van de noodzakelijke infrastructuur op zee. Het is van belang dat de ACM meer bevoegdheid krijgt in de toets op de investeringen uit het ontwikkelkader. Het ministerie van KGG is hiermee bezig.

²² DNV (2024). *Maakbaarheidsgat Nederlandse elektriciteitsnet per 2030*.

²³ Liander (2024). *Investeringsplan 2024 Elektriciteit en Gas*.

²⁴ *Het juridisch kader in de Energiewet en de Elektriciteitswet biedt ook de mogelijkheid voor een subsidie voor het elektriciteitsnetwerk op zee naast bekostiging via de netwerkstarieven.*

3.2 De investeringsopgave tot en met 2040

De huidige prognose is dat netbeheerders in de periode 2024-2040 cumulatief 195 miljard euro (bandbreedte: 136-253 miljard) investeren in het elektriciteitsnet.²⁵ Deze prognose is uitgevoerd door PwC en is gebaseerd op de IP's van TenneT, Liander, Enexis en Stedin van 2024 (IP2024, zie bijlage 10A). Deze IP's reiken tot 2034 en voor de periode 2034-2040 is gebruik gemaakt van een interne financiële extrapolatie door netbeheerders. Gegeven de lange periode die de prognose betreft en onzekerheden zoals prijsontwikkelingen, de vraag naar grondstoffen, technologische ontwikkelingen en veranderingen in (internationaal) beleid hanteert PwC een onzekerheidsmarge van +/- 30%.²⁶ Deze investeringsopgave is gebaseerd op een sterke stijging in het totale elektriciteitsverbruik en de bijbehorende elektriciteitsproductie. De stijging van de vraag wordt onder meer gedreven door de veronderstelling dat verschillende sectoren, zoals de industrie, mobiliteit en gebouwde omgeving, inzetten op elektrificatie voor verduurzaming. Immers, elektrificatie is in veel gevallen de meest efficiënte vorm van verduurzaming. De II3050-scenario's gaan uit van een oplopende finale elektriciteitsvraag (basis en flexibel) van 170 tot 233 TWh in 2030, 259 tot 327 TWh in 2040 en 269 tot 433 TWh in 2050.²⁷ De IP-scenario's van netbeheerders zitten aan de bovenkant van deze bandbreedtes.²⁸ Het NPE gaat zelfs uit van een nog hoger elektriciteitsverbruik van 565 TWh in 2050.²⁹ Deze scenario's verschillen in hun aannames over de toekomst. Bijvoorbeeld: sterke energiebesparing kan leiden tot een kleiner systeem, terwijl de opkomst van kunstmatige intelligentie tot veel extra vraag naar elektriciteit kan leiden.³⁰ Los van de onzekerheden bevatten alle scenario's een zeer grote stijging ten opzichte van de huidige elektriciteitsvraag (116 TWh in 2023).³¹ Het is een gedeelde opvatting van experts dat het risico op overinvesteringen - in elk geval tot 2035 - beperkt is. Deze investeringen zijn ook nodig in conservatieve scenario's.

De verwachte investeringsopgave in elektriciteitsinfrastructuur van de netbeheerders ligt fors hoger dan in eerdere prognoses. Zowel de investeringsprognose als de aannames over de totale elektriciteitsvraag en -productie zijn sterk opwaarts bijgesteld ten opzichte van een soortgelijk onderzoek dat in 2021 door PwC is uitgevoerd in opdracht van Netbeheer Nederland. Destijds is uitgegaan van een totale elektriciteitsvraag van 180-220 TWh in 2050, resulterend in investeringskosten voor het stroomnet van ongeveer 53 miljard euro tussen 2024 en 2040.³² De huidige prognose is bijna vier keer zo hoog. Deze sterke stijging wordt gedreven door een volume-effect door hogere ambities voor klimaat- en energie, inclusief de wens minder afhankelijk te zijn van minder betrouwbare landen, maar ook door hogere kostprijzen en loonkosten.

De netbeheerkosten stijgen van 6,9 naar 20 miljard euro per jaar in 2040 wat leidt tot een nettatariefstijging van 4,8% tot 6,7% per jaar, afhankelijk van de gebruikersgroep.

De genoemde investeringsopgave leidt tot een jaarlijkse toename van de kapitaalkosten en de operationele kosten die samen de totale netbeheerkosten bepalen. Deze netbeheerkosten in combinatie met het tarifeerbare volume (de aangesloten volumes en bijbehorende tariefdragers waarover de kosten worden verdeeld) bepalen uiteindelijk de netwerk tarieven. De tarifeerbare volumes zullen als gevolg van de elektrificatie ook toenemen, maar niet in hetzelfde tempo als de

²⁵ Bruto betreffen de totale investeringen €203 miljard. Bruto cijfers bevatten ook eventuele bekostiging vanuit een klantbijdrage of subsidie vanuit de overheid. De netto investeringen betreffen de investeringen die bekostigd worden vanuit de tarieven.

²⁶ Hoewel buiten de scope van dit IBO is in de prognoses van PwC voor 2040 ook gekeken naar de benodigde investeringen in het warmte-, gas- waterstofnetwerken. Deze betreffen respectievelijk €15, €7,0 en €6,1 miljard tot 2040.

²⁷ Netbeheer Nederland (2023). Het energiesysteem van de toekomst: de II3050-scenario's, p.30 en p. 142.

²⁸ Investeringsplannen van netbeheerders zijn voornamelijk gebaseerd op het Klimaatambitie Scenario (tot 2050) en het Nationaal Leiderschap Scenario.

²⁹ PBL (2023). Reflectie op het concept-Nationaal Plan Energiesysteem, p.14.

³⁰ Conclusie op basis van gevoerde gesprekken.

³¹ Compendium voor de Leefomgeving (2024). Aanbod en verbruik van elektriciteit, 1990-2023.

³² Strategy& PwC (2021). De energietransitie en de financiële impact voor netbeheerders.

investeringen.³³ In 2040 zullen de totale netbeheerkosten van 20 miljard euro voor ongeveer 25% (5,8 miljard euro) bestaan uit operationele kosten en voor ongeveer 75% (14,3 miljard euro) uit kapitaalkosten. Ter referentie: de jaarlijkse investeringskosten in het spoor- weg- én vaarwegennet van Nederland uit het Mobiliteitsfonds bedragen jaarlijks ongeveer 10 miljard euro. Hoofdstuk 5 gaat nader in op de tariefstijging en wat hieraan gedaan kan worden.

Bijna de helft van de totale investeringsopgave bestaat uit investeringen in het elektriciteitsnetwerk op zee: circa 88 miljard. Deze investeringen zijn van belang voor de ontwikkeling van voldoende windenergie op zee voor een concurrerend Nederlands energiesysteem (zie ook box 3.1). De investeringen van TenneT in het net op zee worden gedaan om windparken op zee te verbinden met het vasteland door middel van offshore HVDC-platformen en onderzeese HVDC- kabels. Deze (gelijkstroom-) technologie is zeer kostbaar, deels door het beperkte aantal (vertrouwde) partijen die deze technologie kan leveren. De investeringsopgave is gebaseerd op een verwacht opgesteld vermogen van 38 GW (range 35-40 GW; elektrische aanlanding) aan windparken op zee in 2040.³⁴ Deze aanname is gebaseerd op het Target Grid van TenneT, die input is voor de doorrekening van PwC. Dit aangenomen vermogen is 12 GW lager dan de beleidsmatige streefwaarde uit het NPE van 50 GW in 2040, maar in lijn met het voorziene uitroltempo van 2 GW per jaar na 2031. Dit uitroltempo wordt momenteel nader onderzocht binnen pVAWOZ 2031-2040.³⁵ Op basis van het meest recente Ontwikkelkader windenergie op zee (december 2024) is TenneT al volledig verplicht om de Routekaart 21 GW te ontsluiten via het net op zee. Dit betekent dat TenneT voor de opgave van 21 GW reeds financiële verplichtingen is aangegaan en dat een substantieel deel van de investeringsopgave van 88 miljard euro dus al vast ligt en niet gewijzigd kan worden. De doelstelling voor 21 GW rond 2030 is in 2022 opgehoogd ten opzichte van eerdere doelstellingen als reactie op de energiecrisis in 2022, verhoogde klimaatambities en het streven de elektriciteitsproductie meer in eigen hand te hebben.

Box 3.1 - Windenergie op zee

Het is de verwachting dat de Nederlandse elektriciteitsvraag gaat stijgen. Tot welk niveau is onzeker, maar de II03050 verwacht in het meest conservatieve scenario een verdubbeling naar 269 TWh in 2050 ten opzichte van de huidige vraag 116 TWh. Door deze stijgende nationale elektriciteitsvraag op de lange termijn en de stijgende kosten van fossiele elektriciteitsproductie zal moeten worden geïnvesteerd in nieuwe elektriciteitsproductie in Nederland. Daarom wordt ingezet op de ontwikkeling van zowel hernieuwbare elektriciteitsproductie, CO₂-vrije elektriciteitsproductie op basis van kernenergie en CO₂-vrije flexibiliteit.³⁶ In alle gebruikte toekomstscenario's, naast de II03050-scenario's ook de scenario's van TNO en PBL, speelt windenergie op zee, naast andere vormen van elektriciteitsproductie, een belangrijke rol in het Nederlandse energiesysteem. Direct door de productie van elektriciteit tegen relatief lage marginale kosten, maar ook indirect door de productie van groene waterstof. Dit draagt bij aan de concurrentiepositie van Nederland en maakt het energiesysteem weerbaarder, omdat het de afhankelijkheid van import en daarmee geopolitieke (prijs)risico's beperkt.

³³ Voor aannames over tarifeerbare volumes, zie: Strategy& PwC (2024). *Financiële Impact Energietransitie voor Netbeheerders ("FIEN+"), p. 65.*

³⁴ Naast elektrische aanlanding wordt ook aanlanding via waterstof onderzocht.

³⁵ Deloitte (2024). *Samenvattend adviesrapport ten behoeve van het Energie-Infrastructuur Plan Noordzee 2050. En: Ministerie van Economische Zaken en Klimaat (2022). Voorverkenning VAWOZ 2031-2040.*

³⁶ Onder CO₂-vrije flexibiliteit wordt een combinatie van opslag, vraagresponse, interconnectie en CO₂-vrij regelbaar vermogen verstaan.

Het opgestelde vermogen windenergie op zee en daarmee de omvang van het net op zee zijn in belangrijke mate afhankelijk van de ontwikkeling van de nationale elektriciteitsvraag. In het II3050-scenario dat de laagste ontwikkeling van de nationale elektriciteitsvraag voorziet is het opgestelde vermogen windenergie op zee echter nog steeds groter dan onder de huidige Routekaart 21 GW worden uitgerold: in dit scenario wordt 31,5 GW elektrisch aangeland in 2040, respectievelijk 38 GW in 2050.³⁷

Voor de beleidsvorming ten aanzien van windenergie op zee en het net op zee voor de periode tussen 2030 en 2040 is het belangrijk rekening te houden met scenario's die de groei van de nationale elektriciteitsvraag zo accuraat mogelijk beschrijven. Daarbij is het ook wenselijk om rekening te houden met de conclusies die gepresenteerd zijn in het Energie-Infrastructuur Plan Noordzee (EIPN) over wind-op-zee doelstellingen, haalbare uitroltempo's van de benodigde offshore (HVDC-) infrastructuur en mogelijkheden voor hybride interconnectoren en waterstof-conversie op zee (beleids optie 3.16). Dit wordt nu al gedaan in de opvolger van het EIPN: het Windenergie Infrastructuurplan Noordzee (WIN). Dit vergt een balans tussen het enerzijds bieden van lange termijn investeringszekerheid voor TenneT in het elektriciteitsnetwerk op zee en het anderzijds hebben van de flexibiliteit om met de uitrol van het net op zee te kunnen anticiperen op onvoorziene ontwikkelingen in de nationale vraag naar elektriciteit.

Last but not least: Nederland heeft het potentieel om met windenergie op zee niet enkel in haar eigen elektriciteitsvraag te voorzien, maar ook in die van andere EU-lidstaten die op hun beurt minder afhankelijk willen worden van energie uit minder betrouwbare landen. Nederland zal dan in toenemende mate windenergie exporteren en daaraan verdienen. Hoewel de meerwaarde van de geïntegreerde Europese elektriciteitsmarkt evident is, is een aandachtspunt dat buitenlandse gebruikers geen vergoeding betalen voor het transport over het Nederlandse (offshore) net. Daarom is het van belang dat deze extra productie van wind op zee, die in de toekomst niet primair in Nederland zal worden geconsumeerd, te koppelen aan de vraag of andere landen kunnen meedelen in de kosten van het Nederlandse (offshore) net. Zo heeft Denemarken onlangs aangegeven dat het alleen tot uitbreiding van het net op zee overgaat als Duitsland gaat bijdragen aan de kosten.



3.16

Scenario's met een langzamere groei van de elektriciteitsvraag leiden tot een kleinere investeringsopgave, maar waarschijnlijk niet tot lagere netkosten voor afnemers. De scenario's voor de voorziene groei in de nationale elektriciteitsvraag die onder de IP's liggen zijn ambitieus. Tegelijkertijd staat een belangrijke factor voor de verwachte groei in de nationale elektriciteitsvraag onder druk: de elektrificatie van de industrie.³⁸ Dit onder andere door hogere kosten voor elektriciteit ten opzichte van andere Europese lidstaten, maar ook door de beperkte beschikbaarheid van capaciteit op het elektriciteitsnetwerk.³⁹ Hierdoor bestaat onder andere het risico dat bedrijven niet in Nederland investeren, maar elders in Europa of de rest van de wereld. Of dat ze voorlopig kiezen voor investering in alternatieve verduurzamingsroutes ten opzichte van elektrificatie zoals de toepassing van CO₂-afvang en opslag. Minder industriële investeringen in elektrificatie hebben logischerwijs een impact op de benodigde investeringen in het stroomnet. Gegeven deze gesignaleerde ontwikkelingen zijn twee gevoeligheidsanalyses verkend die uitgaan

³⁷ Op basis van het Europese integratie scenario van de II3050 waar ook uit wordt gegaan van 8 GW aan kernenergie in 2050.

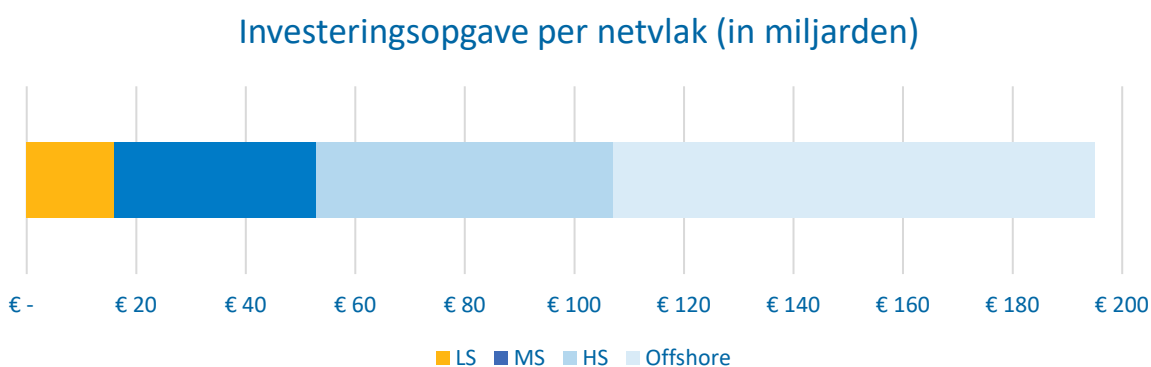
³⁸ Namelijk zo'n 30% van de directe elektriciteitsvraag en zo'n 35-55% wanneer ook elektriciteitsinput voor de voor de industrie benodigde waterstofproductie wordt meegenomen.

³⁹ PwC (2024). *The Future of Energy-Intensive Industry in Northwestern Europe: A Balancing Act*. En: Westerveld, J. *Energieia* (2025). *Vergroening lokale industrie stukt op gebrek infrastructuur, geraadpleegd via: <https://energieia.nl/vergroening-lokale-industrie-stukt-op-gebrek-infrastructuur/>*. E-bridge (2024). *Electricity cost assessment for large industry in the Netherlands, Belgium, Germany and France*.

van een lagere elektriciteitsvraag in 2040 ten opzichte van het II3050-scenario Nationaal Leiderschap, dat door veel netbeheerders gebruikt wordt als basis voor hun IP's.⁴⁰ De gevoeligheidsanalyses kijken naar een langzamere vraagontwikkeling in de industrie van -14% (-115PJ) tot respectievelijk -30% (-250PJ) in 2040 ten opzichte van het eerder genoemde scenario (850PJ).⁴¹ Logischerwijs leidt een lagere elektriciteitsvraag tot een kleiner systeem en daarmee tot een lagere behoefte aan infrastructuurinvesteringen, voornamelijk op het HS-netvlak en het *offshore* elektriciteitsnetwerk. Een lagere industriële vraag van 14% leidt binnen hetzelfde model indicatief tot 10% lagere behoefte aan investeringen in het stroomnet. Voor een lagere vraag van 30% is dit indicatief een afname van 25% aan investeringen in het net. Of deze lagere investeringsbehoefte leidt tot lagere (netwerk)kosten voor aangesloten van het net, is echter onzeker. Naast het investeringsvolume zal als gevolg van de achterblijvende vraag ook het tarifeerbare volume achterblijven. In beide gevoeligheidsanalyses zijn de lagere investeringskosten en de dalende volumes in eenzelfde orde grootte. Deze verkenning geeft dan ook aan dat het netto-effect op de netkosten voor afnemers beperkt of niet significant zal zijn.

Reguliere updates over de vraagontwikkeling van elektriciteit en waterstof zijn essentieel voor een kosteneffectieve transitie en doelmatige netinvesteringen. Wanneer de vraagontwikkeling vertraagt ten opzichte van wat eerder verwacht werd, is het belangrijk dat er goed gekeken wordt welke aanbodontwikkeling er in totaal passend is, evenals de bijbehorende infrastructuurinvesteringen. Daarom moet op herijkmomenten, zoals in de actualisatie van het NPE in 2026, gekeken worden in hoeverre er bijsturing nodig is op de ambitieniveaus voor de verschillende aanbodtechnieken. Voor zowel windenergie op zee als voor kernenergie gelden lange doorlooptijden en worden ver vóór uiteindelijke realisatie financiële verplichtingen aangegaan. Dit maakt tijdige integrale besluitvorming ten aanzien van de gewenste energiemix en benodigde hoeveelheden aanbod noodzakelijk via de jaarlijkse energienota en herzieningen van het NPE.

Figuur 3.2 De totale investeringsopgave 2024-2040 per netvlak in miljarden euro's



De ingeschatte investeringsopgave is met onzekerheid omgeven door aannames over beleidsontwikkelingen, maar ook door technologische ontwikkelingen. De IP's voor het net op land kennen een omvang van circa 107 miljard euro tussen 2024 en 2040 met een bandbreedte van 75 tot 139 miljard euro.⁴² Grofweg is deze 107 miljard euro als volgt verdeeld over de verschillende netvlakken: laagspanning – 16 miljard euro, middenspanning - 37 miljard euro en hoogspanning - 54 miljard euro (figuur 3.2). Deze inschatting gaat er al vanuit dat bepaalde

⁴⁰ Het Nationaal Leiderschap ligt ten grondslag aan zowel het IP2024 van TenneT als het Target Grid van TenneT.

⁴¹ Berenschot en Kalavasta (2025). Effecten van systeemkeuzes op investeringen elektriciteitsinfrastructuur.

⁴² De investeringsopgave op land betreft cumulatief 107 miljard euro voor de periode 2024-2040. Vanaf 2025 cumulatief is dit 103 miljard euro.

beleidsdoelen gerealiseerd zullen gaan worden of dat het systeem zich optimaal ontwikkelt vanuit het elektriciteitsnetwerk bezien. Hierdoor bestaat de kans dat de investeringsprognose aan de bovenkant van de bandbreedte kan uitvallen. Tegelijkertijd wordt de technologische vooruitgang behoudend ingeschat. Ook wordt geen rekening gehouden met de acties die nu worden ondernomen om de bouw van het net te versnellen, wat kan leiden tot lagere investeringskosten, omdat vertragingen duur zijn.⁴³ De verwachte ontwikkelingen zijn niet of onvoldoende in de prognose opgenomen, maar kunnen daar een significante impact op hebben; deze zou daardoor weer lager uitvallen. Daarnaast zijn er ook baten waarmee geen rekening wordt gehouden, bijvoorbeeld de lagere *redispatch*-kosten als gevolg van een groter aanbod van flexibiliteit door het land. Om deze redenen is in de PwC-prognose gerekend met een onzekerheidsmarge van 30% naar boven en beneden. Belangrijke aannames in de huidige IP's zijn:

- een adoptiegraad van 20% warmtenetten in 2050;
- invoeding van 2 BCM groen gas in 2030;
- elektrolyzers worden net-optimaal ingepast (aan de kust);
- (systeem-)batterijen worden net-optimaal ingepast op het MS- en HS-net;
- grootschalige industriële vraag ontwikkelt zich voornamelijk in de industriële clusters;
- marktgedreven flexibiliteit op basis van prikkels van de groothandelsmarkt elektriciteit;
- toepassing van *Dynamic Line Rating* op meest kritische HS en EHS-lijnen;
- aansluiting van opwek op HS-redundantie;
- behoudendheid ten aanzien van technologische vooruitgang;
- geen nieuw overheidsbeleid om de bouwopgave te versnellen.

Box 3.2 - Warmtenetten kunnen de investeringsopgave dempen, maar daarvoor moeten de randvoorwaarden voor opschaling van warmtenetten verbeteren

Collectieve warmte is volgens de Startanalyse van PBL de duurzame warmtetechnologie met de laagste nationale kosten voor ongeveer één derde van de gebouwde omgeving. Dit zijn ongeveer 2,6 miljoen woningen in 2050. Het uitroltempo ligt momenteel echter niet op schema om de 2030-doelstelling van 500 duizend nieuwe aansluitingen in de bestaande bouw ten opzichte van 2021 te realiseren. Deze vertraagde uitrol leidt tot een hogere investeringsopgave voor het elektriciteitsnetwerk, omdat sommige mensen nu kiezen voor elektrische verwarming, daar waar een collectieve warmteoplossing juist de nationaal laagste kosten heeft. Een versnelde uitrol voorkomt dubbele investeringen. Uit een studie van CE Delft op basis van drie voorbeeldbuurten komt naar voren dat warmtenetten de toename in de piekbelasting op het net fors kunnen beperken. De toepassing van warmtepompen in wijken die geschikt zijn voor warmtenetten kan een toename van ongeveer 25% tot 100% in het aantal transformatorstations en ondergrondse kabels betekenen. De keuze voor het warmte-alternatief is dus één van de meest bepalende factoren voor de omvang van de benodigde netverzwaringen op de lagere netvlakken.⁴⁴

De inwerkingtreding van de Wet collectieve warmte, die naar verwachting voorjaar 2025 wordt behandeld door de Tweede Kamer, is van belang, omdat dit gemeenten de mogelijkheid geeft om regie te nemen bij de ontwikkeling van warmtenetten. In het *Warmtebod* van 14 januari 2025 stelt de Warmtealliantie, een samenwerkingsverband van gemeenten, marktpartijen, koepelorganisaties en warmtegemeenschappen, dat met

⁴³ Rijksoverheid (2025). *Snellere uitbreiding stroomnet door kortere procedures*, geraadpleegd via: [Snellere uitbreiding stroomnet door kortere procedures | Nieuwsbericht | Rijksoverheid.nl](#)

⁴⁴ CE Delft (2023). *Impact van de warmtetransitie op het lokale elektriciteitsnet*.

voldoende ketenregie tussen nu en 2035 tussen de 540.000 en 630.000 woningen kunnen worden aangesloten, mits betaalbaarheid is geborgd en het vertrouwen van de consument herwonnen wordt. Om aan deze randvoorwaarde te voldoen moeten de nationale kosten en de eindgebruikerskosten meer op één lijn liggen, zodat waar warmtenetten doelmatig zijn de eindgebruiker ook een aantrekkelijke warmteprijs krijgt. Daarvoor is aanvullend beleid nodig waarmee de prijs van warmte ten opzichte van gas en elektriciteit verbetert, naast het differentiëren van tarieven voor kleinverbruikers zodat aansluitkosten bij gebruik van een warmtenet dalen. Hierbij wordt het instrument van een prijsgarantie onderzocht en worden er verbeteringen doorgevoerd in de huidige Warmtenetten Investeringssubsidie (WIS), zodat deze beter aansluit bij andere subsidies en behoeften in de sector.

3.3 Systeminterventies om de investeringsopgave bij te buigen

In nauwe samenwerking met de netbeheerders is berekend in hoeverre beleidsinterventies de investeringsopgave voor het elektriciteitsnetwerk kunnen bijbuigen. Om een eerste inschatting van het "technisch reductiepotentieel" van deze interventies te kunnen geven, is er over een relatief korte periode intensief samengewerkt tussen meerdere ministeries, de netbeheerders, Netbeheer Nederland, en de *Boston Consulting Group (BCG)*. Een dergelijke exercitie is nog niet eerder ondernomen. Voor de kwantificering van het reductiepotentieel is gebruik gemaakt van een combinatie van onder andere bevindingen uit eerdere (internationale) studies, *expert opinions* en verschillende modellen van netbeheerders (modellen op verschillende netvlakken, maar ook storings- en risicomodellen). Het besparingspotentieel is berekend aan de hand van laag, midden en hoge scenario's. In het lage scenario wordt uitgegaan van beperkte ingrepen ten opzichte van de bestaande situatie en de verwachte ontwikkelingen. Het hoge scenario is juist gebaseerd op zeer verregaande ingrepen en probeert het maximum van het technisch reductiepotentieel te benaderen. Per scenario zijn clusters van mogelijke beleidsmaatregelen doorgerekend en de mate waarin deze clusters de piekvraag en daarmee netinvestering dempen. De aanpak gebaseerd op clusters is gekozen, omdat naar alle waarschijnlijkheid bij enkel een combinatie van interventies de piekbelasting dusdanig wordt gereduceerd dat extra investeringen niet nodig zijn. De uitkomsten van deze kwantificering corresponderen zo goed mogelijk met de beleidsopties die zijn uitgewerkt in bijlage 6. Deze beleidsopties zijn gericht op een beschrijving van de in te zetten beleidsinstrumenten en de daarmee verbonden maatschappelijke afwegingen. Een nadere toelichting op het gehele verdiepingstraject is opgenomen in bijlage 5.

Tabel 3.1 Overzicht van gekwantificeerde interventiecluster en onderhevige beleidsopties

INTERVENTIE CLUSTERS	KLEINVERBRUIKERS	GROOTVERBRUIKERS	LOCATIESTURING	TECHNISCHE BENUTTING
Onderliggende beleidsopties	Tariefdifferentiatie Flexibiliteit Energiebesparing Warmtenetten	Tariefdifferentiatie Flexibiliteit Energiebesparing	Tariefdifferentiatie Energieplanologie Prioritering verzwaring Energiehubs Locatiesturing elektrolyzers ⁴⁵	Redundantie verlagen Assets zwaarder belasten

Eerste inschattingen geven aan dat de investeringsopgave van cumulatief 107 miljard euro kan worden verlaagd met 3,5 miljard (laag scenario) tot 22,5 miljard euro (hoog scenario). Het betreft hier allemaal interventies die toezien op de investeringen in het

⁴⁵ In het rapport van BCG is deze interventies onderzocht in een apart cluster ('conversie wind op zee')

elektriciteitsnet op land. Op twee systeemkeuzes na, is de impact op het net op zee voor de meeste interventies buiten beschouwing gelaten. De afname in de piekvraag (voor het hoogste scenario -16 GW oftewel ongeveer 60% van de verwachte stijging van de piekvraag in 2040) en daarmee uitbreidingsinvesteringen treedt op verschillende onderdelen van het elektriciteitsnetwerk op en zijn onderverdeeld over verschillende netvlakken (LS/MS/HS).⁴⁶ Daarnaast is het zo dat interventies op het ene netvlak kunnen doorwerken op hogere netvlakken (*knock-on-effecten*). Een deel van het EHS-netvlak van het elektriciteitsnetwerk, specifiek de EHS-lijnen, is voor een groot deel buiten de scope van de doorrekening van het technische reductiepotentieel geplaatst. TenneT stelt dat het gebruik van dit deel van het elektriciteitsnetwerk grotendeels gedreven wordt door het faciliteren van internationale elektriciteitsstromen en daarmee de Europese elektriciteitsmarkt. In tabel 3.2 staat een overzicht van het absolute technische reductiepotentieel per onderzocht interventiecluster en het relatieve aandeel ten opzichte van de investeringsopgave op land van 107 miljard euro (bandbreedte: 75-139 miljard euro). De hieronder gepresenteerde cijfers betreffen de netto-CAPEX-reductie op de investeringsopgave in 2040 als gevolg van de interventies. Tegelijkertijd leiden de interventies op de korte termijn tot extra aangesloten volumes en het inlopen van het maakbaarheidsgat (tot circa 2031). In bijlage 10B (het rapport van BCG en Netbeheer Nederland), worden deze cijfers soms gecombineerd gepresenteerd in de bruto CAPEX-reductie. In dit IBO is voor de helderheid gekozen deze effecten los van elkaar te presenteren. Een andere kanttekening bij de inschattingen is dat deze voor een deel gebaseerd zijn op aannames van de netbeheerders. Dit illustreert de informatie- en kennisafhankelijkheid van het Rijk ten opzichte van netbeheerders. Mogelijk zijn deze aannames aan de voorzichtige kant. De gedane aannames zijn wel zoveel als mogelijk gebaseerd op openbare bronnen en studies.

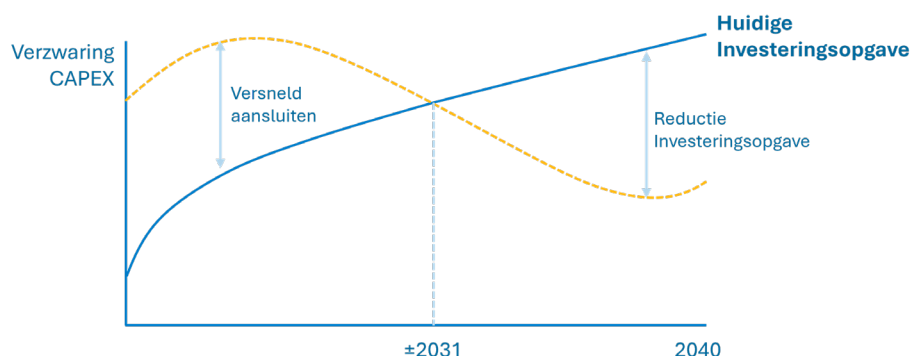
Tabel 3.2 Overzicht interventies en technisch reductiepotentieel

INTERVENTIECLUSTER	NETTO CAPEX REDUCTIE IN 2040 (MILJARDEN)	RELATIEVE REDUCTIE T.O.V. INVESTERINGSOPGAVE OP LAND
Kleinverbruikers	Laag: €0,0 - 0,5 Midden: €2,5 - 3,0 Hoog: €3,5 - 4,0	Laag: 0 - 0,5% Midden: 2,3 - 2,8% Hoog 3,3- 3,7%
Grootverbruikers	Laag: €1,0 - 1,5 Midden: €2,0 - 2,5 Hoog: €4,0 - 4,5	Laag: 0,9 - 1,4% Midden: 1,9 - 2,3% Hoog 3,7 - 4,2%
Locatiesturing	Sturing vraag: €0,5 - 1,0 Sturing opwek: €1,5 - 2,0	Sturing vraag: 0,5 - 0,9% Sturing opwek: 1,4 - 1,9%
Technische Benutting	Laag: €0,0 - 0,5 Midden: €0,0 - 0,5 Hoog: €0,5 - 1,0	Laag: 0 - 0,5% Midden: 0 - 0,5% Hoog 0,5 - 0,9%
Knock-on-effecten	Laag: €2,0 - 2,5 Midden: €6,5 - 7,0 Hoog: €10,5 - 11,0	Laag: 1,9 - 2,3% Midden: 6,1 - 6,5% Hoog 9,8 - 10,3%

⁴⁶ In het hoge scenario leidt een piekvraag reductie van 16 GW, $\pm 60\%$ van de verwachte stijging van de piekvraag in 2040, tot een maximale netto CAPEX-reductie van 21% in 2040 (22,5 miljard euro). Een vermindering van de piekvraag leidt niet per definitie tot eenzelfde relatieve afname in de investeringsopgave. Het faciliteren van de absolute piekvraag vereist vaak meer gerichte en daarmee beperktere investeringen in het net. Naar mate de absolute pieken afnemen wordt de vraag constanter of vlakker verdeeld door de tijd en door het net. Daardoor vereist dit type vraag meer investeringen over de breedte van het net. Het verder verminderen van piekvraag wordt dus in toenemende mate uitdagender terwijl de relatieve CAPEX-reductie toeneemt. Uiteindelijk wordt een optimum bereikt waarbij de kosten van het verlagen van de piekvraag niet meer opwegen ten opzichte van de kosten van netverzwaring.

Totaal⁴⁷	Laag: €3,5 - 5,0	Laag: 3,3 - 4,7%
	Midden: €12,5 - 15,0	Midden: 11,7 - 14,0%
	Hoog: €20,0 - 22,5	Hoog 18,7 - 21,0%

Figuur 3.3 Beleidsinterventies zorgen tot 2021 voor versnelde aansluitingen en daarna een reductie van de investeringsopgave



Interventies leiden op de korte termijn tot meer aangesloten volumes met een waarde van 7,2 (laag scenario) tot 43,1 (hoog scenario) miljard euro per jaar. Op de lange termijn kunnen de interventies de investeringsprognose naar beneden bijbuigen. Op de korte termijn (tot circa 2031) leiden ze ook tot bespaarde investeringen, maar vanwege het maakbaarheidsgat zullen deze bespaarde investeringen echter direct elders worden gedaan om daarmee in te lopen op de bestaande investeringsopgave. Dit betekent dat deze besparingen op de lange termijn niet tot een netto-reductie op de investeringsprognose tot 2040 leiden, maar enkel een effect hebben van meer aangesloten volumes. Daardoor worden er op de korte termijn wel maatschappelijke baten gerealiseerd die te kwantificeren zijn. Indicatief leidt dit tot 7,2 miljard euro per jaar aan economische baten in het lage scenario tot wel 43,1 miljard euro per jaar in het hoge scenario. Deze inschattingen zijn gebaseerd op een economische waarde van 3500 euro per MWh, 8760 uren per jaar en een load-factor van 33% bij de extra aangesloten capaciteit en een correctiefactor van 71% zodat enkel de groei in de basisvraag wordt meegenomen.⁴⁸

Tabel 3.3 Overzicht interventies en maatschappelijke baten van versnelde aansluiting

INTERVENTIECLUSTER	ADDITIONEEL AANGESLOTEN VOLUME TOT ±2031 (CUMULATIEF)	JAARLIJKSE WAARDE VAN ADDITIONEEL AANGESLOTEN VOLUME (MILJARDEN)
Kleinverbruikers	Laag: 0 GW Midden: 0 GW Hoog: 0 GW	Laag: €0 Midden: €0 Hoog: €0
Grootverbruikers	Laag: 0,0 - 0,5 GW Midden: 0,0 - 0,5 GW Hoog: 0,5 - 1,0 GW	Laag: €0,0 - 3,6 Midden: €0,0 - 3,6 Hoog: €3,6 - 7,2
Locatiesturing	Sturing vraag: 0,0 - 0,5 GW Sturing opwek: 0,0 - 0,5 GW	Sturing vraag: €0,0 - 3,6 Sturing opwek: €0,0 - 3,6
Technische Benutting	Laag: 0,5 - 1,0 GW	Laag: €3,6 - 7,2

⁴⁷ Door afrondingen kunnen de clusters niet direct optellen tot het totaal.

⁴⁸ Dit leidt tot de volgende formule: additioneel aangesloten volume * 8760 uren per jaar * €3500/MWh * 33% * 71%. Berekening op basis van gemiddelde gedeelde toegevoegde waarde (conventioneel) van €3500 MWh/jaar. Ecorys (2024). Maatschappelijke kostprijs netcongestie.

	Midden: 1,0 – 1,5 GW	Midden: €7,2 – 10,8
	Hoog: 2,0 – 2,5 GW	Hoog: €14,4 – 18,0
Knock-on-effecten	Laag: 0,0 – 0,5 GW	Laag: €0,0 – 3,6
	Midden: 1,0 – 1,5 GW	Midden: €7,2 – 10,8
	Hoog: 1,5 – 2,0 GW	Hoog: €10,8 – 14,4
Totaal⁴⁹	Laag: 1,0 – 2,0 GW	Laag: €7,2 – 14,4
	Midden: 2,5 – 3,5 GW	Midden: €18,0 – 25,1
	Hoog: 5,0 – 6,0 GW	Hoog: €35,9 – 43,1

Het geschetste potentieel geeft een eerste indicatie, maar de uiteindelijke demping van de investeringsopgave is afhankelijk van de gekozen instrumenten. Om de investeringsopgave daadwerkelijk bij te buigen is het noodzakelijk de juiste beleidsinstrumenten te identificeren, te ontwikkelen en vervolgens ook in te zetten. In meerdere gevallen zal dit betekenen dat een set aan maatregelen nodig zal zijn om één reductie-effect te bereiken. Bijvoorbeeld een gerichte financiële prikkel om de sturen op meer flexibiliteit, (gerichte) stimulering voor de benodigde technische aanpassingen en ook een bijpassende aansluit- en transportovereenkomst. Om meerdere van de geschetste (cluster)effecten te behalen zullen dan ook meerdere pakketten aan beleid of interventies moeten worden ontwikkeld. Deze kunnen vaak ook niet enkel door de Rijksoverheid worden ontwikkeld, maar veelal in samenspraak met de ACM, netbeheerders, en medeoverheden. Het Rijk heeft immers belangrijke verantwoordelijkheden – en daarmee ook “beleidsknoppen” - in handen gegeven van deze partijen. Hoofdstuk 6 gaat nader in op de mogelijkheden om tot een meer gemeenschappelijke aanpak en gestroomlijnde besluitvorming te komen. Daarnaast is de daadwerkelijk impact afhankelijk van politieke keuzes. Hierbij geldt dat hoe ingrijpender de keuzes zijn, hoe sterker het dempend effect op de investeringsprognose. Hoe dan ook zal een rekening betaald moeten worden, maar als er geen keuzes worden gemaakt zal de rekening hoger zijn.

Kleinverbruikers

Flexibeler elektriciteitsgebruik door kleinverbruikers kan de invoedings- en afnamepiek op het elektriciteitsnet beperken en daarmee de investeringsopgave dempen. Flexibeler elektriciteitsgebruik door kleinverbruikers kan de investeringsopgave dempen, evenals energiebesparing en een verhoogde adoptie van warmtenetten. In de referentie-investeringsopgave, zoals doorgerekend door PwC, is uitgegaan van een adoptiegraad van 20% voor warmtenetten. Daar waar het maatschappelijk gezien doelmatig is, kan een hogere adoptie van warmtenetten de totale kosten van het energiesysteem verlagen. Daarbij is goed om te weten dat de kosten voor een netverzwaring per eenheid vermogen zijn het hoogst op het laagspanningsnet en het laagst op het hoogspanningsnet.⁵⁰ Daar staat tegenover dat de kosten van netcongestie gemiddeld genomen juist ook hoger zijn op het laagspanningsnet, al is de spreiding groot.⁵¹ Een combinatie van meerdere beleidsinterventies op kleinverbruiker-niveau is noodzakelijk om de geschetste potentie te realiseren. Voor een groot deel zal de afname van de investeringsopgave binnen dit cluster gedreven worden door meer flexibiliteit bij kleinverbruikers (beleids optie 3.1). Tegelijkertijd levert ook de inzet op meer energiebesparing door versnelde isolatie en warmtenetten een aanzienlijk reductiepotentieel op (beleids opties 3.2 en 3.3). Bij veel kleinverbruikers neemt het aangesloten vermogen sterk toe met de aansluiting van (hybride) warmtepompen, zonnepanelen en (publieke) EV-laders. Hierdoor ontstaat een aanzienlijk potentieel voor meer flexibiliteit. Dit biedt kleinverbruikers de mogelijkheid hun afname of

3.1

3.2

3.3

⁴⁹ Door afrondingen kunnen de clusters niet direct optellen tot het totaal

⁵⁰ CE-Delft (2023). Impact van de warmtetransitie op het lokale elektriciteitsnet.

⁵¹ Ecorys (2024). Maatschappelijke kostprijs netcongestie.

invoeding van elektriciteit aan te passen naar de beschikbare transportcapaciteit. Of hun elektriciteitsverbruik te optimaliseren achter de aansluiting, bijvoorbeeld door zelf opgewekte zonnestroom direct te gebruiken voor het laden van een elektrische auto of het vullen van een warmtebuffer. In beide gevallen sturen kleinverbruikers “achter de meter”.

Om de hogere scenario's van reductie te benaderen is sterkere sturing vanuit het net nodig naast de prikkel van tijdsgebonden netwerktarieven voor kleinverbruikers.

Een financiële prikkel door tariefdifferentiatie, zoals de ACM ook beoogt, kan flexibiliteit bij kleinverbruikers stimuleren, maar kent bij de huidige inzichten naar verwachting een beperkt reductie-effect tot 0,5 miljard euro in 2040. Daar valt tegen in te brengen dat prijselasticiteiten vaak op historische patronen zijn gebaseerd met geringe prijsvariatie, weinig kostenbewustzijn en beperkte technologische mogelijkheden. Er zullen echter steeds meer mogelijkheden zijn om effectief op prijsprikkel te reageren. Dit kan door de inzet van bijvoorbeeld het gebruik van slimme apparaten en batterijen die worden aangestuurd door (data)apps en software om in te spelen op prijsprikkel. Een bekend voorbeeld hiervan zijn auto's die “bidirectioneel” kunnen laden, oftewel naast laden ook kunnen terugleveren aan een huishouden. Een dergelijk ontwikkeling heeft een grote potentie om tot een efficiënter netgebruik te komen.⁵² Om verdere vermindering van de investeringsopgave op het LS-vlak te bewerkstelligen, moet meer flexibiliteit worden ontsloten dan enkel zou gebeuren bij tariefdifferentiatie. Dit vereist sterkere sturing en is afhankelijk van de mate waarin comfortverlies geaccepteerd wordt. Er is ongeveer een technisch reductiepotentieel van totaal 2,5 tot 3,0 miljard euro als verdere energiebesparende maatregelen worden genomen, maar juist ook EV-laders, warmtepompen en zonnepanelen worden gestuurd en verder flexibiliseren. Ondanks de sterkere sturing van bijvoorbeeld warmtepompen of EV-laders leidt dat voor kleinverbruikers niet of nauwelijks tot merkbaar comfortverlies (bijvoorbeeld een kouder huis of een niet opgeladen elektrische auto). Indien er wel comfortverlies geaccepteerd wordt bij kleinverbruikers als gevolg van de sturing op elektrische apparatuur en nog verdergaande energiebesparende maatregelen, dan neemt het potentieel verder toe tot 3,5 tot 4,0 miljard euro. Deze vergaande sturing op flexibiliteit betekent wel dat huizen soms 1-2 graden kouder zullen zijn dan gewenst of dat de elektrische auto soms niet volledig opgeladen is op het gewenste moment. Om deze effecten te mitigeren kan gekeken worden naar flankerend beleid en innovaties. Bijvoorbeeld in de vorm van hybride warmtepomp, warmtebuffervaten of software die het energieverbruik optimaliseert in de tijd. Het vergt tijd deze maatregelen door te voeren. De maatregelen kosten ook (tijdelijke) middelen waardoor de netto-besparing lager wordt.⁵³

De ontwikkeling van flexibiliteit bij kleinverbruikers vereist technische aanpassingen, maar bovenal een keuze over hoe vrijblijvend flexibel netgebruik zal zijn. In de meest eenvoudige vorm kunnen kleinverbruikers flexibiliteit leveren door zelf het vermogen van apparatuur op- of af te regelen. Dit is echter niet heel erg praktisch en efficiënt. Technische aanpassingen en innovaties zijn nodig om de flexibiliteit bij kleinverbruikers zo slim mogelijk in te zetten en ook mensen te ontzorgen. Het gaat hierbij om de technische aanpassingen om apparaten te laten reageren op onder andere signalen vanuit het net, maar ook (software-) oplossingen die kleinverbruikers ontzorgen in het leveren van flexibiliteit en comfortverlies tot een minimum beperken.⁵⁴ Voor de uiteindelijke ontsluiting van flexibiliteit zal naast tariefdifferentie allereerst gekeken moeten worden naar een combinatie van alternatieve contractvormen, zoals *non-firm* aansluit- en transportovereenkomsten, voor het beschikbare flexibele vermogen en

⁵² Berenschot (2024). *Verkenning alternatief nettariëfstelsel kleinverbruik*.

⁵³ *Hybride warmtepompen schakelen in momenten van piekvraag over op (aard)gas. Opdat de flexibiliteit van deze hybride warmtepompen niet leidt tot additionele CO₂-uitstoot is de inzet van groen gas wenselijk.*

⁵⁴ *De benodigde technische infrastructuur ziet onder andere toe op zogenaamde home energy managementsystemen, slimme apparaten en de benodigde communicatieprotocollen die het mogelijk maken dat partijen en apparaten veilig met elkaar kunnen communiceren.*

(uniforme) financiële vergoedingen voor het activering van flexibiliteit.⁵⁵ Op basis van het huidige Europese kader lijkt een financiële vergoeding namelijk noodzakelijk om flexibiliteit te kunnen sturen bij kleinverbruikers. Positieve ervaringen uit het Verenigd Koninkrijk met (kleine) uniforme vergoedingen voor flexibiliteit bij kleinverbruikers sterken bovendien de aanname dat hierdoor additionele flexibiliteit kan worden ontsloten.⁵⁶ Tegelijkertijd kan worden gezien of een dergelijke situatie gebaseerd op financiële vergoedingen voor flexibiliteit op de lange termijn (financieel) houdbaar is en of normering niet beter is: flexibel netgebruik als het “nieuwe normaal”. Dit kan de kosten drukken en biedt netbeheerders nog meer zekerheid dat er minder extra investeringen nodig zijn. Een dergelijke keuze vereist nader juridisch onderzoek naar welke ruimte hiervoor bestaat in de publiekrechtelijke sfeer, maar bovenal een politiek besluit over de maatschappelijke wenselijkheid hiervan. Ter illustratie: in Duitsland is het direct kunnen aansturen door netbeheerders van bijvoorbeeld een warmtepomp of laadpaal al meer staande praktijk.⁵⁷

Box 3.3 - Op verschillende manieren kan het energiesysteem profiteren van de voortgaande digitalisering en de beschikbaarheid en uitwisseling van gegevens

De vanaf 2012 ingezette grootschalige uitrol van “slimme meters” heeft geresulteerd in snelle beschikbaarheid van gedetailleerde meet- en verbruiksgegevens. In 2022 kende Nederland een adoptiegraad van 88% voor slimme meters.⁵⁸ Dit komt uiteindelijk het functioneren van het energiesysteem ten goede, zoals bij het overstappen naar andere energieleveranciers. Daarnaast biedt de gegevensuitwisseling tussen verschillende actoren kansen om vraag en aanbod en het beheer van het net beter op elkaar aan te sluiten en de flexibiliteit te ontsluiten. Bovendien geven goede en snelle data eindgebruikers meer inzicht in hun verbruik en verbruikskosten. Dit vergroot het (kosten)bewustzijn en biedt nieuwe mogelijkheden voor eigen productie, opslag of uitgestelde vraag. Ten slotte kan de uitwisseling van data in het publiek belang worden gebruikt voor beleid en onderzoek en is daarom wettelijk verankerd (beleids optie 3.13). Het delen van data vereist wel de toestemming van netgebruikers. De Energiewet bevestigt het belang hiervan en verplicht netbeheerders tot de oprichting van een zelfstandige en onafhankelijke gegevensuitwisselingsentiteit (GEU). Deze entiteit heeft tot taak de elektronische uitwisseling van gegevens tussen betrokken partijen mogelijk te maken volgens (wettelijke) voorschriften en (technische) standaarden en het stelsel goed te beheren.

Voor het nog beter benutten van data voor de genoemde doelen, is het belangrijk dat (i) zo veel mogelijk eindafnemers een slimme meter hebben (nu ruim 88%) zodat flexibiliteit steeds meer het “nieuwe normaal” wordt; (ii) kabels standaard “slimmer” worden met sensoren en meetpunten en data genereren en uitwisselen voor een optimalisatie van het netbeheer; (iii) data meer worden gebruikt voor het verbeteren van noodzakelijk inzicht, zoals in de verschillen in intensiteit van netcongestie, alsook voor de ondersteuning van nieuwe samenwerkingsinitiatieven. Voorbeelden hiervan zijn energiehubs, waarbij

3.13

⁵⁵ Dit betreft een stapeling van aansluitovereenkomsten. Het basis elektriciteitsverbruik van een kleinverbruiker kan met een firm-ATO worden aangesloten, zodat het transport hiervoor te allen tijde gegarandeerd is. Slechts het flexibele gebruik zal non-firm moeten worden aangesloten, zodat netbeheerders zeker weten dat de flexibiliteit beschikbaar is.

⁵⁶ Octopus Energy. Squids in: Octopus Energy pays £1 million to customers through revolutionary 'Saving Sessions'. Geraadpleegd via: <https://octopus.energy/press/squids-in-octopus-energy-pays-1-million-to-customers-through-revolutionary-saving-sessions/>

⁵⁷ Van der Steen et al., NSOB (2024). Breder denken, anders doen, p.32.

⁵⁸ De Paola, European Commission (2023). Smart grids in the European Union: Status Report on Technology Development, Trends, Value Chains & Markets, p. 17.

netbeheerders een faciliterende rol hebben en partijen besluiten kunnen nemen op basis van juiste gegevens wat hun risico om in te stappen kan beperken.

Grootverbruikers

Ook grootverbruikers kunnen met een flexibeler elektriciteitsverbruik de transportpiek verlagen, waardoor meer aansluitingen en lagere netinvesteringen mogelijk zijn. Het uitbouwen van het net op de piekbelasting is niet doelmatig. Voor grootverbruikers wordt gekeken naar energiebesparing en flexibiliteit voor het elektriciteitsnet. De impact van additionele energiebesparing – hoewel positief – is beperkt op het verminderen van de (piek)transportvraag (circa 1,5% piekvraagreductie, zie beleidsoptie 3.5). Groter is de impact van de flexibiliteit voor het net in voornamelijk de industrie⁵⁹, de mobiliteitssector⁶⁰ en datacenters⁶¹. Beleidsoptie 3.4 werkt specifiek de ontsluiting van flexibiliteit bij de industrie uit. Maatregelen gericht op flexibiliteit bij grootverbruikers, afhankelijk van de zwaarte van interventies, kennen een potentie om de investeringsopgave te dempen met 1,0 tot 4,5 miljard euro (laag – hoog scenario). Deze reducties vinden plaats op de MS- en HS-netvlakken die een gezamenlijke investeringsopgave kennen van cumulatief ongeveer 91 miljard euro (bandbreedte 64 tot 118 miljard euro). In de industrie, mobiliteit en datacenters neemt het aangesloten vermogen toe door elektrificatie van productieprocessen, meer elektrische laden in de logistieke sector en de groeiende vraag naar internet- en clouddiensten. Dat betekent tegelijkertijd dat er meer mogelijkheden zijn voor het activeren van flexibiliteit. Naast lagere investeringskosten is een bijkomend effect van flexibiliteit bij grootverbruikers dat dit mogelijk de *redispatch* kosten van TenneT kan verlagen.⁶² Het aanbod van partijen die redispatch kunnen leveren neemt mogelijk toe en dat kan leiden tot lagere inkoopkosten voor redispatch door TenneT.

3.5

3.4

Tabel 3.4 Technisch reductiepotentieel per categorie grootverbruiker in 2040 (netto)

CATEGORIE GROOTVERBRUIKERS	LAAG SCENARIO (MILJARDEN)	MIDDEN SCENARIO (MILJARDEN)	HOOG SCENARIO MILJARDEN
Industrie	€0,5 – 1,0	€0,75 – 1,25	€1,25 – 1,5
Logistiek	€0,5 – 1,0	€1,25 – 1,75	€2,5 – 2,75
Datacenters	N.V.T.	N.V.T.	€0,25 – 0,5
Totaal⁶³	€1,0 – 1,5	€2,0 – 2,5	€4,0 – 4,5

Voor een flexibeler netgebruik door grootverbruikers zijn technische aanpassingen, financiële prikkels en alternatieve contractvormen noodzakelijk. Net als bij kleinverbruikers zullen grootverbruikers richting een flexibeler netgebruik moeten bewegen om meer aansluitingen in de komende jaren mogelijk te maken en de totale investeringsopgave te verlagen. Dit is echter nu nog in beperkte mate het geval, omdat een bedrijf liever geen afstand doet van een verworven contract en het op korte termijn goedkoper is om productie- of bedrijfsprocessen niet te wijzigen. Om de bestaande praktijk te doorbreken zijn beleidsinstrumenten nodig om (tijdelijk) de aanpassingskosten te verlagen dan wel flexibiliteit structureel meer lonend te maken. De kosten

⁵⁹ Op HS-niveau gaat het voor de industrie voornamelijk om chemie en raffinage en op MS-niveau voornamelijk over de voedingsmiddelen-, chemie-, papier-, keramiek- en metaalindustrie.

⁶⁰ Er wordt specifiek gekeken naar de industrie en de mobiliteitssector, omdat deze het grootste aandeel kennen in de piekvraag op het MS-niveau.

⁶¹ Datacenters zijn overwegend aangesloten op HS en in mindere mate op MS.

⁶² Redispatch is het verschuiven van invoeding en afname op het net om verwachte transportproblemen op te lossen zonder dat de nationale balans in het elektriciteitssysteem 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.

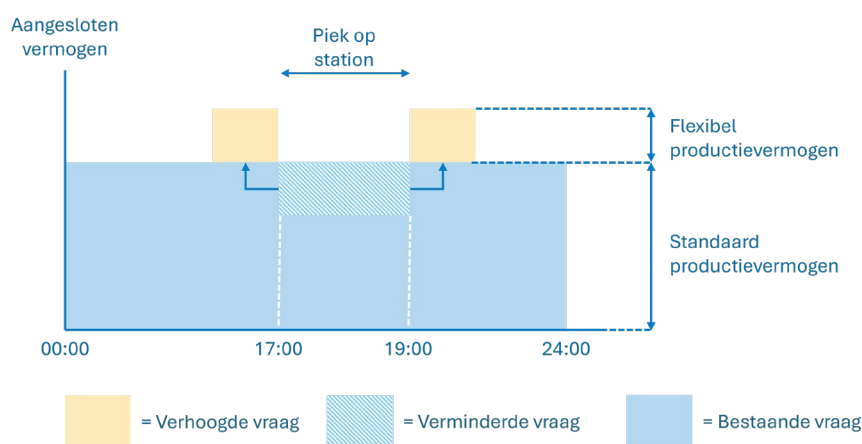
⁶³ Door afrondingen kunnen de categorieën niet direct optellen tot het totaal.

worden lager door het stimuleren technische aanpassingen waardoor grootverbruikers processen kunnen schuiven in de tijd, zodat flexibel netgebruik niet leidt tot misgelopen inkomsten. Dit kan bijvoorbeeld door het flexibiliseren van industriële processen of het optimaliseren van productie en vraag achter de aansluiting (figuur 3.4).⁶⁴ Door hun belasting van het net op de piekmomenten te beperken en te verschuiven naar rustigere moment op het stroomnet kunnen grootverbruikers bijdragen aan het verminderen van de totale piekvraag op het elektriciteitsnet. Dit brengt echter kosten met zich mee voor de grootverbruikers. De prikkel hiervoor moet dus groot genoeg zijn.

Een flexibel netgebruik kan financieel aantrekkelijker gemaakt worden voor

grootverbruikers. Dit kan door hogere flexibiliteitsvergoedingen aan te bieden of alternatieve contracten te gebruiken, zoals tijdsduur- of tijdsblokgebonden contracten, met een korting op de netwerkkosten. Deze extra kosten zullen wel in de netwerktarieven landen. Dergelijke contracten zouden voortaan standaard kunnen worden aangeboden voor partijen die om een nieuwe of een aangepaste aansluiting vragen en via aanvullende afspraken ook voor bestaande contracten. Dergelijke aanvullingen zullen gepaard moeten gaan met extra vergoedingen. Het is ook denkbaar voor bestaande klanten een keuze-aanbod te doen: een gemiddeld contract met minder netgebruik tijdens de piekmomenten of een duurder premiumcontract met 24/7 gegarandeerde transportcapaciteit. Er vindt dan een kruissubsidie plaats tussen netgebruikers, al zal dit voor bedrijven die weinig tot geen keuze tot aanpassing hebben, een kostenstijging betekenen. Voor het benodigde instrumentarium om flexibiliteit bij grootverbruikers te stimuleren is een belangrijke rol weggelegd voor de ACM en de netbeheerders.

Figuur 3.4 Flexibiliteit bij een grootverbruiker door vraagverschuiving



De hogere scenario's voor flexibiliteit bij grootverbruikers zijn ingrijpender en kennen potentieel aanzienlijke kosten, maar kunnen doelmatig zijn bij een gerichte inzet.

Voor grootverbruikers geldt dat meer vergaande sturing op flexibiliteit noodzakelijk is om de hoogste scenario's van het reductiepotentieel te benaderen. Voor industriële flexibiliteit betekent dit bijvoorbeeld dat de geboden flexibiliteitsvergoedingen hoger zullen moeten zijn dan het huidige maximum onder congestiemanagement. Voor het laden van de e-logistiek betekent dit dat veel meer gebruik zal moeten worden gemaakt van alternatieve contracten, zoals tijdsblok gebonden contracten. De doorrekeningen laten namelijk zien dat dit een significante bijdrage kan leveren aan het reduceren van de investeringsopgave. Hierbij blijft de laadzekerheid voor logistieke bedrijven wel een belangrijk aandachtspunt. Tegelijkertijd is het zo dat de benodigde flexibiliteit

⁶⁴ Een flexibeler productieproces kan gerealiseerd worden door middel van het overdimensioneren van dit proces. Overdimensioneren is het investeren in een groter (productie)vermogen dan strikt genomen noodzakelijk is om een bedrijfsproces uit te voeren, waardoor het makkelijker wordt productieprocessen te schuiven in de tijd.

van grootverbruikers enkel op strategische plekken in het elektriciteitsnet ontsloten hoeft te worden. Deze gerichte flexibiliteit kan de piekbelasting op een schakelstation dusdanig beperken, zodat uitbereidingsinvesteringen niet meer nodig zijn. De uitdaging is dan ook om deze grootverbruikers te identificeren en vervolgens te stimuleren hun flexibiliteit aan te bieden ten behoeve van het net. Zeker dat laatste kan lastig zijn wat betreft de EU-staatssteunkader bij de een investeringssubsidie voor de flexibilisering van industriële processen. Een eerste analyse laat wel zien dat, indien de (beleids)inzet voldoende is gericht, de inzet van industriële flexibiliteit op het MS-vlak om netverzwaring te voorkomen doelmatig kan zijn. Uit een eerste analyse van BCG blijkt dat door de financiële compensatie voor procesaanpassingen en -onderbrekingen het reductie-effect met 30-40% afneemt. Daarmee is het netto-effect nog steeds positief (60-70%). Hoewel de inzet van gerichte financiële vergoedingen doelmatig is, kan net als bij kleinverbruikers, bezien worden of deze situatie op termijn (financieel) houdbaar is en of normering niet meer passend is: flexibel netgebruik als het nieuwe normaal. Dit vereist nader (juridisch) onderzoek.

Box 3.4 - Gerichte locatiesturing van flexibele assets, zoals elektrolyzers, kan voorkomen dat de investeringen in het elektriciteitsnetwerk met (maximaal) 10 miljard euro toenemen

In het toekomstige energiesysteem zal naar verwachting een grote hoeveelheid aan flexibele vermogen in de vorm van elektrolyzers en zogenaamde power-to-X-assets opgesteld staan. Deze vermogens zullen voornamelijk worden ingezet op basis van de prikkels die worden gegeven via de groothandels-energiemarkt. In toekomstscenario's wordt in 2040 uitgegaan van rond de 27 GW aan flexibele assets, waarvan 15 tot 20 GW elektrolyzers. In het investeringsscenario van TenneT wordt ervanuit gegaan dat deze flexibele assets nabij de aanlanding van windenergie op zee zullen worden opgesteld en dus niet tot een additionele (piek)transportvraag op het landelijke elektriciteitsnet zullen leiden. Indien deze aanname niet materialiseert dan bestaat het risico dat deze flexibele assets wel zullen leiden tot extra (piek)transportvraag en daardoor tot maximaal 10 miljard euro aan extra investeringen in het HS-energie-netwerk kunnen leiden. Op dit moment is er nog geen beleid dat de juiste locatie van de genoemde flexibele assets garandeert. Additioneel beleid is nodig om met zekerheid een extra investeringen van maximaal 10 miljard euro in het elektriciteitsnetwerk te voorkomen, zie voor de interventie mogelijkheden ook de passage over locatiesturing en beleidsoptie 3.9.

3.9

Locatiesturing

Sterker sturen op het dichterbij elkaar plaatsen van opwek, gebruik en opslagcapaciteit kan de investeringsopgave verminderen dan wel een extra stijging voorkomen. Sterkere locatiesturing op opwek, verbruik en opslag op het MS-vlak kan de investeringsopgave tot 2040 dempen met maximaal 1,5-2 miljard euro via de sturing van opwek en maximaal 0,5-1 miljard euro via de sturing van vraag. Voor het HS-netvlak lijkt geen demping mogelijk te zijn, omdat in de investeringsplanning al wordt uitgegaan van relatief veel net-optimalisatie. Locatiesturing op het HS-netvlak kan wel een extra stijging van de investeringsopgave van ongeveer 12,8 miljard euro voorkomen door de optimale inpassing van batterijen (circa 2,5 miljard euro), datacenters (circa 0,3 miljard euro), elektrolyzers en power-to-X assets (circa 10 miljard euro). Een dergelijk effect geldt ook voor het MS-vlak, waar de optimale inpassing van batterijen door locatiesturing kan voorkomen dat de investeringsopgave met 3 tot 4 miljard euro toeneemt. Daarmee kan een betere locatiesturing over alle relevante netvlakken voorkomen dat de investeringsopgave fors

toeneemt met €15,8 tot 16,8 miljard euro (box 3.4). Ook zal moeten worden gekeken naar het potentieel dat energiehubs kunnen spelen voor het lokaal afstemmen van vraag en aanbod. Een actievere rol van netbeheerders, standaardisatie van de aanpak en stimulans voor collectieve flexibiliteit kunnen hierbij helpen (zie box 3.5).

Energieopslag op de juiste plekken in het elektriciteitsnetwerk en onder de juiste voorwaarden kan bijdragen aan het verminderen van de investeringsopgave. In het rapport Slimmer met Stroom van november 2024 wordt al benoemd dat het wenselijk is om in te zetten op “meer flex door gerichte plaatsing van opslagcapaciteit in het systeem”, omdat batterijen een slimme oplossing kunnen zijn om transportpieken af te vlakken.⁶⁵ Om deze potentie van batterijen voor het elektriciteitsnet te benutten zijn wel voorwaarden nodig. Dit om te voorkomen dat batterijen door hun inzet juist de piekvraag op het elektriciteitsnet verhogen. Het is van belang dat netbeheerders vaststellen waar en welke hoeveelheid opslagcapaciteit noodzakelijk is en onder welke contractuele voorwaarden deze ingezet kan worden binnen de fysieke grenzen van het net. Er valt zelfs te overwegen dat netbeheerders zelf ook een opslagtender uitschrijven; onder bepaalde voorwaarden geeft de Energiewet hiervoor ruimte.

Box 3.5 - Energiehubs kunnen de investeringsopgave verlagen door het lokaal uitwisselen van elektriciteit, maar vereisen verdere coördinatie

Potentieel zijn ongeveer 1200 locaties, waarvan 10% bedrijventerreinen, 500 woonwijken en 200 mobiliteitshubs, geschikt voor energiehubs. Een energiehub is een slim gestuurd, decentraal energiesysteem waar (hernieuwbare) energieopwekking en energieconsumptie in een specifiek gebied zo veel mogelijk op elkaar wordt afgestemd (wel verbonden met het hogere energiesysteem). Dit vindt plaats via slimme sturing, flexibele opslag en/of conversie van elektriciteit naar een andere energiedrager. Energiehubs zorgen ervoor dat opslag, aanbod en vraag lokaal beter op elkaar worden afgestemd. Zo wordt de beschikbare capaciteit optimaler benut of ontstaat er ruimte voor grotere of nieuwe aansluitingen. Bedrijven kunnen hun verminderd netverbruik met de netbeheerder vastleggen in een groeps-CBC (capaciteitsbeperkend contract), waarop de netbeheerder zorgt voor een nieuwe of grotere aansluiting. Een goede *real time* datavoorziening inzake de netbelasting helpt hierbij. Tegelijkertijd komen energiehubs lastig van de grond, terwijl deze tot lagere maatschappelijke kosten kunnen leiden. Daarom is het wenselijk om in te zetten op de standaardisering van de contracten tussen netbeheerders en de energiehubs (de groepstransportovereenkomst). Daarvoor heeft de ACM recent een code uitgebracht. Ook moet meer kennisdeling plaatsvinden in een voor iedereen herkenbaar kenniscentrum of -platform, zoals door de bestuurlijk aanjager “Slim met Stroom is voorgesteld”.

Netbeheerders kunnen pro-actiever aangeven waar energiehubs doelmatig en klantgerichte ondersteuning bieden. Ook tussen de deelnemers van energiehubs moeten afspraken worden gemaakt. Het maken van modelcontracten kunnen daarbij helpen. Nu wordt het wiel steeds weer uitgevonden. Het gaat daarbij bijvoorbeeld over de voorwaarden voor in- en uittreding, maar ook aansprakelijkheid. Immers, de betrouwbaarheid van een energiehub wordt voor een (groot) deel bepaald door de sterkte van de samenwerking. Als laatste zal gekeken moeten worden naar de financiering van de benodigde assets voor een hub, bijvoorbeeld de zogenaamde ‘collectieve flexibiliteit’ (beleids optie 3.6). Denk hierbij aan gezamenlijk energieopslag of opwek binnen de hub. De private financiering van deze



3.6

⁶⁵ Ministerie van Klimaat en Groene Groei (2024). *Slim met Stroom voor Groene Groei*.

collectieve flexibiliteit is lastig. Mogelijk kan daarom gekeken worden voor verdere publieke financiering onder de Subsidieregeling Coöperatieve Energieopwekking (SCE) of de Energie-investeringsaftrek (EIA). De EIA biedt nu al mogelijkheden voor de ontwikkeling van energiehubs. Deze financiering zou bovendien een prikkel kunnen zijn voor private partijen om de verdere coördinatie binnen een hub te organiseren en te professionaliseren.

Locatiesturing kan op basis van financiële prikkels, maar met sterkere energieplanologie vanuit de Rijksoverheid is het zekerder dat de investeringsopgave lager wordt.

Een belangrijke factor bij locatiesturing is de mate waarin de locatiekeuze uiteindelijk een vrije keuze blijft van de aangeslotene of (sterk) gestuurd wordt door interventies vanuit de Rijksoverheid. Allereerst kan gestuurd worden via financiële prikkels, waarbij de uiteindelijke keuzevrijheid wel bij de vrager of aanbieder van elektriciteit blijft. Een financiële prikkel is mogelijk door de invoering van locatie-gebonden tariefdifferentiatie door de ACM.⁶⁶ In haar uitgangspunten voor de toekomstige tariefstructuur geeft de ACM aan dat de tariefstructuur beter kan worden door deze locatieafhankelijk te maken, maar dat dit nader onderzoek en uitwerking vereist.⁶⁷ Daaropvolgend kan ook gekeken worden naar een herziening van de biedzone-configuratie van Nederland.⁶⁸ De huidige Nederlandse biedzone zou gesplitst kunnen worden in meerdere kleine biedzones, zodat de groothandelsprijs van elektriciteit ook beter de schaarste op het net weerspiegelt (beleids optie 3.8). Op de korte termijn is het voor een splitsing, zoals die in het lopende Europese traject voor de biedzone-herziening wordt onderzocht, hoogst onzeker of dit tot een positief welvaartseffect leidt. Tegelijkertijd kan voor de lange termijn wel worden gezien of een alternatieve indeling van de Nederlandse biedzone, anders dan nu wordt onderzocht, per saldo kan leiden tot meer maatschappelijke baten. Hierbij moet ook rekening worden gehouden met het belang van een goedwerkende en liquide elektriciteitsmarkt, maar ook een efficiënte benutting van het net.

3.8

Het Rijk kan via de voorwaarden van subsidies sturen op de ontwikkeling van vraag en aanbod, maar ook met planologische instrumenten.

Het sturen op locaties kan bijvoorbeeld door specifiek locaties voor te schrijven in de subsidievoorwaarden en mogelijk ook de voorwaarden van aftrekregelingen voor duurzame investeringen (beleids optie 3.7). Het toekennen van een hoger subsidiebedrag voor een project op een net-optimale locatie lijkt op dit moment niet mogelijk te zijn onder het EU-staatssteunkader. Hier kan nader op worden ingezet bij de herzieningen van de EU-staatssteunkaders die op relatief korte termijn wordt verwacht. Naast of aanvullend op financiële prikkels kan het Rijk, in samenspraak met medeoverheden, strikter energie planologisch beleid voeren waarin het expliciet de ruimte aanwijst waar opwek of vraag zich kan ontwikkelen en ook waar dit niet kan. Dit is een belangrijke interventie om het technische reductiepotentieel dat wordt geschetst, te benaderen. Dit kan via het Programma Energiehoofdstructuur (PEH), het besluit Kwaliteit Leefomgeving en de mogelijkheden onder de omgevingswet voor medeoverheden. Dit geldt ook voor opslagcapaciteit. Om te voorkomen dat ineffektieve opslagcapaciteit wordt aangesloten, valt te overwegen om gebruik te maken van het omgevingsrecht. Hierbij wordt alleen een vergunning gegeven voor het plaatsen van een batterij als deze de netcongestie vermindert. In het meest verregaande geval kan de beschikbaarheid van een voorkeurslocatie nog meer gegarandeerd worden door gebruik te maken van strategische grondverwerving via het Rijksvastgoedbedrijf (beleids optie 3.10).

3.7

3.10

⁶⁶ Deze zouden kunnen gelden voor afnemers, maar ook producenten indien de ACM ervoor kiest dit onderdeel te laten zijn van een eventueel producententarief dat op dit moment wordt onderzocht.

⁶⁷ ACM (2024). *Uitgangspunten voor de tariefstructuur elektriciteit*.

⁶⁸ Door het opsplitsen van de huidige Nederlandse biedzone in meerdere zones zal de groothandelsprijs voor elektriciteit meer actuele beschikbaarheid van het elektriciteitsnet meewegen. Daar tegenover staat dat de liquiditeit per biedzone af zal nemen wat de efficiënte van prijsformatie op de (lange termijn) elektriciteitsmarkt kan verminderen.

Technische benutting

Een intensievere benutting van de netcapaciteit kan de investeringsopgave verminderen, als een (enigszins) hogere storingskans geaccepteerd wordt. Een deel van het reductiepotentieel kan gerealiseerd worden door het zwaarder belasten van assets (kabels, lijnen en transformatoren) en ook meer gebruik van de redundantie in het elektriciteitsnetwerk. Omdat deze interventies relatief snel ingevoerd kunnen worden, leiden deze als eerste tot meer additioneel aansluitvermogen op de korte termijn. Tot wel 2,0 tot 2,5 GW in het hoogste scenario, die een jaarlijkse waarde van 14,4 tot 18,0 miljard euro kent. Het verhogen van de technische belasting van het MS-net van het huidige maximum (100%) naar een belasting van 105-130% en een zwaardere belasting van HS-kabels en transformatoren van 105% levert in 2040 een reductie tot 0,5 miljard euro op en 0,5 tot 1,0 GW aan extra aangesloten volume.⁶⁹ Het potentieel is tot 0,5 miljard euro en 1,0 tot 1,5 GW wanneer op locaties met een laag storingsrisico op het MS-netvlak de belasting verder wordt verhoogd naar 120-150%, op deze locaties ook redundante capaciteit op het MS-netvlak wordt ingezet en op het HS-net kabels en transformatoren nog zwaarder worden belast (108%). Een besparing van 1,0 miljard euro en extra aangesloten volume van 2,0 tot 2,5 GW wordt bereikt als de belasting uniform verhoogd wordt naar 120-150% op het MS-net; de redundantienorm uniform wordt losgelaten en op het HS-vlak de belasting wordt verhoogd naar 110%.⁷⁰ Het aandeel van het HS-netvlak in de verkregen effecten is relatief beperkt ten opzichte van het MS-netvlak, omdat op de meeste hoogspanningslijnen al technieken zoals *Dynamic Line Rating* worden toegepast. De verkregen investeringsreductie door zwaardere belasting zal moeten worden gewogen tegen een hoger storingsrisico. Eerste economische analyses geven de indicatie dat de economische kosten (0,1 tot 0,3 miljard euro voor het MS-netvlak) van een iets hoger storingsrisico opwegen tegen de verkregen investeringsreductie en de economische waarde van het versneld aansluiten van de wachtrij. Hoewel economisch rendabel, vereist een zwaardere belasting ook dat de politiek en maatschappij een (iets) hoger storingsrisico moeten gaan accepteren; het gaat hierbij om een risico dat zich in de praktijk niet automatisch hoeft voor te doen. De netbeheerders hebben door de regulering jarenlang gestuurd op het beperken van storingsminuten met de huidige hoge betrouwbaarheid van 99,99% van het stroomnet als resultaat. Dat is internationaal gezien zeer hoog. Hoewel het borgen van een betrouwbaar netwerk inherent verbonden is aan de taak van de netbeheerder, kan een scherpere risico-afweging worden gehanteerd. Het helpt de wet- en regelgeving hiervoor enige ruimte en *backing* biedt.

Het Rijk kan met de ACM en de netbeheerders meerdere acties ondernemen om het zwaarder belasten van assets en het benutten van redundante capaciteit te bevorderen.

Allereerst is het goed dat de lopende acties en onderzoeken van de ACM, netbeheerders en het Ministerie van KGG voor het zwaarder belasten van het net onder het LAN worden doorgezet. Bijvoorbeeld, het opsporen van onderbelaste assets of het oprekken van de technische belastinggrenzen, het verlagen van de redundantie door de inzet van storingsreserves, en ook het uitwisselen van kennis tussen netbeheerders op het zwaarder belasten van assets. Ten tweede kan het Ministerie van KGG, in samenspraak met de ACM, bekijken hoe de scope van het bestaande *Besluit uitvalsituaties hoogspanningsnet* verbreed kan worden van enkel productie naar productie en afname en of het toepassingsbereik vergroot kan worden naar lagere netvlakken. Daarnaast kan als onderdeel van het besluit gekeken worden of (reserve)transformatoren kunnen worden vrijgesteld van de storingsreserve. Hierdoor ontstaat meer aansluitcapaciteit. Deze wijzigingen kunnen meelopen in een eerste wijziging van het Energiebesluit. Ten derde kan de Rijksoverheid onderzoeken hoe de aansprakelijkheidsrisico's voor netbeheerders bij storingen verminderd of gemitigeerd kunnen worden door bijvoorbeeld een storingsfonds of een wijziging van het juridische

⁶⁹ In dit scenario wordt de belasting van GPLK-kabels op het MS-netvlak verhoogd naar 105-118% en voor XPLE-kabels is dit 110-130%

⁷⁰ In dit scenario wordt de belasting van GPLK-kabels op het MS-netvlak verhoogd naar 120-133% en voor XPLE-kabels is dit 130-150%

kader.⁷¹ Deze aansprakelijkheidsrisico's kunnen beperkend zijn voor netbeheerders om meer risico te nemen met het zwaarder belasten van assets. Afsluitend lijkt het ook wenselijk als netbeheerders meer investeren in innovatieve oplossingen (beleidsoptie 3.12). Zoals, de real-time-monitoring van assets, en onderzoek naar het effect van zwaardere belasting op de degradatie van assets. Hierdoor kunnen beter onderbouwde afwegingen worden gemaakt tussen een kans op storing en meer beschikbare transportcapaciteit (beleidsoptie 3.11).

3.12

3.11

Een intensiever benutten van de netcapaciteit moet nadrukkelijker in de afweging worden betrokken.

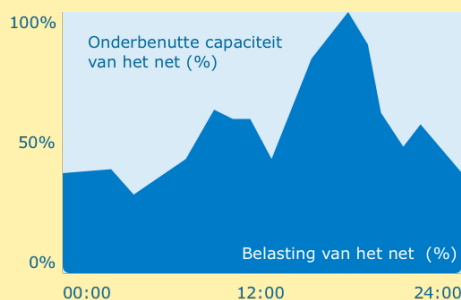
De betrouwbaarheid van het elektriciteitsnet is een groot goed en scoort internationaal gezien hoog. Het aantal storingsminuten ligt in Nederland (circa 34 minuten) lager dan in veel andere westerse landen: Frankrijk (circa 64 minuten), Zweden (circa 143 minuten), Noorwegen (circa 167 minuten) en de Verenigd Staten (circa 192 minuten).⁷² Netgebruikers zijn een ononderbroken en stabiele stroomlevering als 'normaal' gaan zien. Tegelijkertijd kan dit het zoeken om meer te doen met dezelfde netcapaciteit, in de weg zitten. Een toename in storingsrisico's en de mogelijk snellere afschrijving moeten worden afgewogen tegen de baten van meer aansluitingen en de besparingen op de investeringskosten. Dit neemt niet weg dat een hoger risico op storingen voor individuele bedrijven serieuze consequenties kan hebben en ze daarvoor voorzieningen moeten treffen. Om algemeen (enigszins) hogere storingsrisico's te accepteren zullen de netbeheerders, in samenwerking met de ACM en het Ministerie van KGG, specifieke oplossingen moeten ontwikkelen om deze individuele risico's te beperken. Bijvoorbeeld, gegeven de vermazing van het hoog- en middenspanningsnet, zou met gecontracteerde flexibiliteit (bij grootverbruikers) het transport en de distributie van elektriciteit grotendeels door kunnen gaan in een storings situatie. Deze discussie is een voorbeeld van een meer explicietere afweging van publieke belangen. Daarbij moeten de netbeheerders kunnen rekenen op politiek en maatschappelijk comfort.

Box 3.6 - Het elektriciteitsnetwerk beter benutten; waar en wanneer is er ruimte en wordt er gebruik van gemaakt?

Op dit moment wordt het elektriciteitsnetwerk verzwaaard op basis van de absolute vraag op piekmomenten. Dit leidt ertoe dat er op veel momenten veel onbenutte capaciteit is. De beschikbare capaciteit is onder te verdelen in vijf verschillende categorieën: Als eerste ongeveer 40% die daadwerkelijk gebruikt wordt. Hiervan is 15% vrijwel altijd in gebruik, 15% slechts de helft van de tijd en 10% enkel op piekmomenten. Ten tweede is 20% van de huidige capaciteit gereserveerd voor autonome groei van bestaande gebruikers. Ten derde bestaat 40% van het net uit risicocapaciteit die gebruikt wordt om storing te voorkomen. Ten vierde en vijfde kan de beschikbare capaciteit verhoogd worden door assets zwaarder te belasten of de inzet van flexibele assets, zoals een hybride warmtepomp die op een piekmoment kan overschakelen naar gas. De onderzochte interventies (flexibiliteit, locatiesturing, zwaardere belasting) richten zich op vier van deze vijf categorieën: Op de lange termijn zal de groei van het elektriciteitsverbruik stabiliseren. Daardoor kan de categorie die nu gereserveerd is voor autonome groei van gebruikers, uiteindelijk ook nog opgevuld worden met flexibel elektriciteitsverbruik.

⁷¹ Wanneer netgebruikers storingen ervaren, hebben zij op grond van de methoden en voorwaarden vaak recht op compensatie, zie Netcode elektriciteit artikel 8.8

⁷² BCG (2024). Haal de kink uit de kabel.



Figuur 3.5 Een indicatieve representatie van de belasting van het net

Systeemoptimalisatie: Kernenergie, waterstof en wind op zee

Op energiesysteemniveau is verkend of andere systeemkeuzes (meer kernenergie, minder wind op zee, meer waterstof) de investeringsopgave kunnen dempen. Bij de keuze voor meer kernenergie is de hypothese dat meer kernenergie kostbare offshore infrastructuur zou kunnen uitsparen en de (piek)transportvraag zou kunnen dempen. Voor meer inzet op waterstof geldt de hypothese dat dit tot lagere kosten zou leiden, omdat voor waterstof de kosten per getransporteerde hoeveelheid energie lager liggen dan voor elektriciteit. Om een beter inzicht te krijgen in de effecten van deze systeemkeuzes is een eerste verkenning gedaan door middel van het modelleren van deze keuzes in het Energie Transitie Model (ETM) (bijlage 10C). Specifiek zijn differentiaties gemaakt op basis van het II3050-scenario Nationaal Leiderschap. Het ETM kent beperkingen doordat dit model geen gedetailleerde netwerktopologie van het Nederlandse elektriciteitsnetwerk bevat. Een meer gedetailleerde analyse kan een vervolgstap zijn. Bovendien beperkt dit IBO zich tot 2040 en is de gevoeligheidsanalyses niet voorbij dit jaartal gekeken.

De impact van één additionele kerncentrale op de netwerkinvesteringen is beperkt en daarbij onzeker of dit effect opweegt tegen de kosten van een kerncentrale. De keuze voor meer kernenergie zal ook leiden tot een lagere piekbelasting van het HS-net en het offshore net, alhoewel in beperkte mate (beleids optie 3.14). Een additionele kerncentrale in 2040 van 1,5 GW reduceert de piekbelasting op het HS-net met 1 GW en het offshore netwerk met circa 2 GW. Deze reductie is relatief beperkt en dit lijkt voornamelijk te komen omdat het additionele vermogen van één extra kerncentrale beperkt is ten opzichte van het totale opgestelde vermogen in 2040. Dit betekent dan ook dat uiteindelijk de investeringen in het totale elektriciteitsnetwerk slecht met 2% afnemen. Tegelijkertijd zijn er ook (additionele) kosten verbonden aan de bouw van kerncentrales.⁷³ Daarmee lijkt een keuze voor een additionele kerncentrale in 2040 op het eerste gezicht niet te leiden tot significant lagere systeemkosten. Tegelijkertijd kunnen kerncentrales ook bijdragen aan een robuust en concurrerend energiesysteem, diversificatie van de elektriciteitsmix en het borgen van de leveringszekerheid.⁷⁴ Dit neemt niet weg dat het belangrijk is bij de locatiekeuze voor nieuwe kerncentrales rekening te houden met de inpassing in het elektriciteitsnetwerk. Vanuit het perspectief van het elektriciteitsnetwerk lijken de locatie van (voormalige) grootschalige elektriciteitsproductie een logische keuze, maar dit zal ook moeten worden gezien vanuit het perspectief van maatschappelijk draagvlak en andere kosten (bijvoorbeeld de beschikbaarheid van koelwater en inpassingskosten).

3.14

Een substitutie van elektriciteit voor meer waterstof lijkt niet doelmatig en ook niet realistisch gezien de bestaande uitdagingen op de waterstofmarkt. Een keuze voor meer

⁷³ Bloomberg (2024). *New Energy Outlook 2024*.

⁷⁴ Ministerie van Klimaat en Groene Groei (2024). *Energienota*.

waterstof in plaats van elektriciteit in de industrie, boven op de bestaande ambities, laat zien dat de piekbelasting op met name het HS-netwerk en offshore netwerk afnemen als gevolg van een lagere elektriciteitsvraag (beleids optie 3.15). Een lagere industriële elektriciteitsvraag, als gevolg van substitutie, van -15% leidt tot ongeveer 4% lagere piekbelasting op het HS-net en 7,5% van het offshore elektriciteitsnetwerk. Daarmee leidt het uiteindelijk tot indicatief 5% lagere investeringen in het totale elektriciteitsnet. In het gehanteerde scenario betreft het voor beide netvlakken een reductie van de piekbelasting met 3 GW. Een meer vergaande vraagsubstitutie tussen elektriciteit en waterstof met als gevolg een lagere industriële elektriciteitsvraag van ruim 30%, leidt tot een lagere piekbelasting van het HS-net van 9% en voor het offshore-netwerk van 17,5%. Voor beide netvlakken betekent dit een reductie van de piekbelasting met 7 GW. Daarmee zouden de totale kosten van het net met 12% afnemen. Ondanks deze neerwaartse aanpassing van de investeringen in het net, wordt op basis van deze eerste verkenning niet verwacht dat deze besparingen opwegen tegen de hogere kosten aan de waterstofkant. Met andere woorden, het is onwaarschijnlijk dat de resulterende waterstofprijs een betere business case voor de afnemer oplevert dan de business case voor directe elektrificatie, waar dit technisch ook mogelijk is.

3.4 Maatschappelijke aspecten van systeeminterventies

De beleidsinterventies zullen, afhankelijk van de gekozen maatvoering, de nettarieven voor alle afnemers minder verhogen. De bestaande investeringsprognose die optelt tot 195 miljard euro in 2040 (bandbreedte 136 tot 253 miljard euro), leidt onder de huidige tariefmethodologie tot een jaarlijkse tariefstijging van 4,8% voor grootverbruikers aangesloten op het HS-netvlak en tot 6,7% voor kleinverbruikers op het LS-netvlak. Indien enkel gekozen wordt voor een laag scenario, dan zal dit voor een partij aangesloten op het HS-net leiden tot een afname van -0,5% tot -1,0% in het tarief in 2040. Voor een huishouden zou dit -1,8% zijn. In de allerhoogste scenario's zal het effect -3,8% in 2040 zijn voor een partij aangesloten op het HS-net en -7,5% in 2040 voor een afnemer aangesloten op het MS-net. Voor huishoudens is dit effect dan -8% in 2040. Deze berekeningen gaan uit van de huidige tariefmethodologie en geen wijzigingen in de investeringsprognose voor het net op zee (die ook meelopen in de tarieven).

Naast financiële kosten van interventies zullen de beleidsinterventies ook leiden tot aanpassingskosten bij burgers en bedrijven De verhoogde volatiliteit van hernieuwbare opwek vraagt onder andere om flexibel gedrag om de (piek)transportbehoeften te beperken. Zeker wanneer er meer dwingende sturing plaatsvindt richting meer flexibiliteit in het netgebruik van kleinverbruikers en grootverbruikers. Dan gaat dit gepaard met maatschappelijke kosten, tegenover maatschappelijke baten. Een stevige inzet op flexibiliteit bij kleinverbruikers zal betekenen dat huizen soms minder snel verwarmd worden, al staat hier op basis van de huidige juridische kaders wel een financiële vergoeding tegenover, die wel weer door anderen opgebracht moet worden. Voor bedrijven en andere grootverbruikers, betekent dit dat hun productieprocessen niet in alle gevallen leidend zullen zijn, maar zij zich soms ook moeten aanpassen naar de beschikbare transportcapaciteit. Ook hier zal op basis van de bestaande juridische kaders, een vergoeding tegenover moeten staan. De politieke keuze kan gemaakt worden om de aanpassingskosten tijdelijk te verminderen voor burgers en bedrijven als gevolg van de benodigde aanpassingen door het invoeren van flankerend beleid. Bijvoorbeeld de subsidiering van warmtebuffers bij kleinverbruikers of CAPEX-ondersteuning voor grootverbruikers. Dit flankerend beleid brengt ook kosten met zich mee. Dit kan tot de paradoxale situatie leiden dat meer flankerend beleid de noodzaak afneemt voor interventies om de investeringsopgave van het elektriciteitsnetwerk te dempen, omdat het netto reductie-effect afneemt.

De netto kostenreductie van de interventies is lager dan het technisch potentieel, omdat voor de uitvoering en realisatie van interventies kosten gemaakt zullen worden. Dit zijn kosten direct bij de netbeheerders. Bijvoorbeeld extra kosten voor congestiemanagement die uiteindelijk via de operationele kosten in de netwerktarieven lopen. Of dit zijn kosten voor de Rijksoverheid vanwege de financiële ondersteuning van bepaalde ontwikkeling of flankerend beleid. Als vorm van flankerend beleid om het comfortverlies (1-2 graden koudere woningen) bij kleinverbruikers te beperken, kan er geïnvesteerd worden in warmtebuffers. Subsidie hiervoor zal naar verwachting eenmalig tussen de 400-800 miljoen euro kosten, op basis van een inschatting van BCG. Op basis van een reductie-effect van 3,5 tot 4,0 miljard euro (hoog scenario) voor het interventiecluster kleinverbruikers, betekent een dergelijke subsidie een afname van het reductie effect van 11% tot 20%. Eerder werd al benoemd dat een soortgelijk effect bestaat voor flexibiliteit voor grootverbruikers, waarbij het reductie effect van een interventie met 30-40% afneemt door de financiële compensatie voor procesaanpassingen en -onderbrekingen.

Spoedige beleidskeuzes zijn nodig om op de korte termijn versneld aan te sluiten en op de langere termijn de investeringsopgave te dempen. Naast het versnellen van de bouwopgave van het elektriciteitsnet, zijn tijdig politieke keuzes nodig over interventies om het beschikbare reductiepotentieel maximaal te benutten. Bij het uitstel van keuzes zullen netbeheerders geen rekening kunnen houden met de impact van interventies op het verminderen van de benodigde piek-transportcapaciteit. Zij zullen het elektriciteitsnetwerk verder uitbouwen in lijn met de gegeven projectie richting 2040. Concreet kan het niet tijdig maken van keuzes ervoor zorgen dat er tot 30% van het geschetste reductiepotentieel niet gerealiseerd kan worden. Dit kan oplopen tot 1,5 - 6,5 miljard euro aan gemiste CAPEX-reductie in 2040. Ook zorgt het niet tijdig maken van keuzes ervoor dat er niet versneld kan worden aangesloten waardoor er tot circa 2031 maatschappelijke baten worden gemist met een omvang van ongeveer 2 tot 13 miljard euro per jaar. Dit is nog los van de eventuele koststijging door vertraging van de uitbouw van het elektriciteitsnetwerk. Spoedige besluiten bieden ook helderheid naar de betrokken partijen.

3.5 Beleidsopties

Tot 2040 zal door de netbeheerders 195 miljard euro (bandbreedte: 136-253 miljard euro) worden geïnvesteerd in het elektriciteitsnetwerk om de elektrificatie van de maatschappij mogelijk te maken. In dit hoofdstuk is besproken welke beweging noodzakelijk is om de kosten van deze investeringsopgave op de lange termijn te dempen en om op de korte termijn meer of zwaardere aansluitingen te realiseren. Hierbij wordt ingezet op meer flexibiliteit bij klein- en grootverbruikers, scherpere sturing door middel van energieplanologie en explicietere afwegingen ten aanzien van leveringszekerheid. Om deze beweging te ondersteunen kan het Rijk op korte termijn de volgende acties ondernemen, nader zijn uitgewerkt in de beleidsopties. De ACM speelt hier ook een belangrijke rol, bijvoorbeeld door tariefdifferentiatie en alternatieve contractvormen (hoofdstuk 4).

Tabel 3.5 Overzicht *mogelijke* acties Rijksoverheid, beleidsopties en bijbehorende nummers

VOORBEELDEN VAN TE NEMEN ACTIES DOOR RIJKSOVERHEID OP DE KORTE TERMIJN	NR.	BELEIDSOPTIE
Kleinverbruikers		
Bevorderen van (verdere) afroep en sturing op flexibiliteit (voor het net) bij kleinverbruikers, additioneel ten	3.1	Flexibiliseren kleinverbruikers

opzichte van tariefdifferentiatie, door inzet van een additionele (en uniforme) financiële vergoeding.		
Onderzoek naar de (juridische) mogelijkheden voor directe sturing op flexibiliteit (voor net net) bij bestaande en nieuwe contracten.	3.1	Flexibiliseren kleinverbruikers
Vaststellen van nationale standaarden voor het aansturen van flexibele en slimme apparaten en inzetten op EU-standaardisering.	3.1	Flexibiliseren kleinverbruikers
Vaststellen van normen voor netbewust laden en terugregeling van laadpalen en deze introduceren bij nieuwe concessies en waar mogelijk bij bestaande concessies.		
Ontwikkelen van een netbescherming (opgelegde capaciteitsbeperkingen bij kleinverbruikers) om noodsituaties bij netoverbelasting te voorkomen.	3.1	Flexibiliseren kleinverbruikers
Integreren van ontsluiting van flexibiliteit (voor het net) bij kleinverbruikers in bestaand beleid, bijvoorbeeld via de subsidievoorwaarden van de ISDE.	3.1	Flexibiliseren kleinverbruikers
Stimulering van versnelde isolatie bij kleinverbruikers door subsidie of normering.	3.2	Energie besparen in gebouwde omgeving
Stimulering van warmtenetten op maatschappelijke optimale locaties (prijsgarantie).	3.3	Prijsgarantie warmtenetten
Ontwikkeling van flankerend beleid voor comfortverlies, bijvoorbeeld door de stimulering van warmtebuffers.	3.1	Flexibiliseren kleinverbruikers
Grootverbruikers		
Stimulering van flexibiliteit bij grootverbruikers (voor het net) door een investeringssubsidie.	3.4	Flexibiliseren grootverbruikers
Onderzoek naar de (juridische) mogelijkheden om aandeel alternatieve contractvormen bij grootverbruikers te verhogen.	3.4	Flexibiliseren grootverbruikers
Intensiveren van het toezicht door omgevingsdiensten op de energiebesparingsplicht bij grootverbruikers.	3.5	Sterker handhaven energiebesparingsplicht
Integreren van het ontsluiten van flexibiliteit (voor het net) bij grootverbruikers in bestaand beleid, bijvoorbeeld via de subsidievoorwaarden van de OWE.	3.4	Flexibiliseren grootverbruikers
Locatiesturing		
Locatiecriteria opnemen in subsidievoorwaarden, bijvoorbeeld in de OWE-subsidie.	3.9	Gerichter investeren in elektrolyzers op de juiste locatie
Stimuleren van energiehubs door middel van het ondersteunen van standaardisatie (contracten) en stimulering van collectieve flexibiliteit via bijvoorbeeld de energie-investeringsaftrek (EIA).	3.6	Aanjagen energiehubs
(Ruimtelijk) sturen op net-efficiënte locatiekeuzes van opwek, afname, opslag en flexibiliteit	3.7	Locatie sturen via energieplanologie
Verbeteren van data-ontsluiting tussen netbeheerders en (mede)overheden om tot betere locatiekeuzes komen.	3.13	Uitvoeren Actieplan Digitalisering van het Energiesysteem

Garanderen van de beschikbaarheid van voorkeurslocaties door bijvoorbeeld grondaankoop.	3.10	Actiever grondbeleid voeren op ruimtelijke inpassing
Technische benutting		
Aanpassen en uitbreiden van het N-1 wetgevend kader voor zowel opwek als afname (o.a. via Energiewet en Energiebesluit).	3.11	Het net zwaarder belasten en redundantie-capaciteit vrijgeven
Onderzoek naar (juridische) oplossingen voor de aansprakelijkheid van netbeheerders bij storingen om het zwaarder belasten van assets te stimuleren.	3.11	Het net zwaarder belasten en redundantie-capaciteit vrijgeven
Stimuleren van dataverzameling en onderlinge uitwisseling bij netbeheerders over netbelasting.	3.13	Uitvoeren Actieplan Digitalisering van het Energiesysteem
Onderzoek starten naar de relatie tussen het zwaarder belasten van assets, het storingsrisico en de levensduur van assets.	3.11	Het net zwaarder belasten en redundantie-capaciteit vrijgeven
Overig		
Intensivering van bestaand beleid op groen gas om de 2 BCM doelstelling in 2030 te halen.		
VOORBEELDEN VAN TE NEMEN ACTIES DOOR RIJKSOVERHEID VOOR DE LANGERE TERMIJN		
Locatiesturing		
Splitsen van de Nederlandse biedzone op de groothandelsmarkt elektriciteit.	3.8	Invoeren van verschillende biedzones binnen NL
Systeemkeuzes		
Inzetten op meer kernenergie in plaats van windenergie op zee.	3.14	Andere systeemkeuzes maken - minder wind- en meer kernenergie
Inzetten op meer waterstof in plaats van elektriciteit.	3.15	Andere systeemkeuzes maken - minder stroom en meer waterstof
Overig		
Stimuleren van de ontwikkeling van opties die het net op zee breder benutten, zoals zon op zee.	3.16	Breder benutten van net op zee

4. Regulering en toezicht in beweging

- Het Europese wettelijk kader geeft vorm aan de nationale regulering van en het toezicht op het netbeheer, maar er zijn tussen lidstaten verschillen in de interpretatie en toepassing van dit kader. Het is belangrijk dat de toepassing van Europese regels en de methodologie voor de bepaling van de nettarieven worden geharmoniseerd.
- De hoge investeringskosten worden momenteel verrekend in nationale netwerktarieven. Goed functionerende mechanismen voor kosten-baten-verdeling binnen (delen van) Europa zijn nodig voor de gezamenlijke welvaart én in het belang van Nederland.
- Het Europese kader stelt dat de regulator-toezichthouder (de ACM) onafhankelijk van het beleid en de politiek moet opereren en geen directe instructies mag ontvangen. Dat betekent dat de ACM zelf keuzes maakt binnen de "driehoek" van publieke belangen.
- In de veranderende context wil de ACM de focus in de regulering en het toezicht verschuiven van achteraf toetsen op doelmatigheid naar vooraf toetsen van investeringen op basis van investeringsplannen en de uitvoering daarvan. Dit kan de grip van de ACM op de effecten van de energietransitie vergroten.
- Dit vereist wel dat de investeringsplannen duidelijk, herleidbaar en volledig zijn en dat de ACM in staat is de effectiviteit en doelmatigheid van de voorgenomen investeringen te toetsen. Het zal tijd kosten om de benodigde deskundigheid bij de ACM op te bouwen. De informatieachterstand van de toezichthouder blijft een risico.
- Bovendien moeten de investeringsplannen verbreed worden tot actieplannen. Hierin moet meer aandacht komen voor maatregelen om het elektriciteitsnet beter te benutten en daarmee de doelmatigheid van de investeringen vergroten.
- De oplopende wachtlijsten voor aansluitingen en wachttijden voor transportcapaciteit dienen een grotere rol te spelen in de regulering van en het toezicht op de netbeheerders. Daardoor kunnen de verschillen tussen *insiders* en *outsiders* kleiner worden. Ook is het belangrijk dat er voldoende aandacht blijft voor de benuttingsefficiëntie van het net en dat netbeheerders kwaliteitsplannen uitwerken.

Lange tijd was het aandeel van elektriciteit in de energiemix min of meer constant. Ook het elektriciteitsverbruik verschilde nauwelijks tussen individuele huishoudens. Vanuit de netbeheerders en de toezichthouder werd vooral gestuurd op betrouwbaarheid, met een efficiëntieprikkel vanuit de regulering. Nu een grootschalige uitrol van elektriciteitsnetten nodig is om de transitie naar een meer duurzaam en onafhankelijk energiesysteem te realiseren, worden er ook andere zaken van de ACM gevraagd. De ACM heeft een belangrijke rol bij het investeren in en beter benutten van het net, het anders verdelen van de rekening en het stroomlijnen van besluitvorming over het elektriciteitsnet en energiesysteem. Dit hoofdstuk behandelt de volgende vragen:

- Wat is het Europese kader voor regulering, toezicht en samenwerking (4.1)?
- Wat is de verhouding tussen de wetgever en de regulator-toezichthouder (4.2)?
- Welke beweging is de ACM van plan in te zetten in de regulering en het toezicht (4.3)?

Het hoofdstuk wordt afgerond met een doorkijk naar de volgende hoofdstukken en de voor dit onderwerp relevante beleidsopties (4.4). Het IBO houdt vast aan de bestaande verantwoordelijkheidsverdeling, maar doet wel een aantal verbetervoorstellen.

4.1 Europees kader voor regulering en toezicht

Het Europese wettelijk kader voor elektriciteit geeft vorm aan de regulering van en het toezicht op elektriciteitsnetbeheer. De belangrijkste Europese regels zijn vastgelegd in de Elektricitetsrichtlijn (2019/944) en de Elektricitetsverordening (2019/943).⁷⁵ Deze twee rechtsbronnen vormen de kern van de Europese marktordening voor elektriciteit. Op grond van de Elektricitetsverordening is ook een groot aantal zogenaamde gedelegeerde verordeningen of Europese “netwerkcodes” vastgesteld. De *Agency for Cooperation of Energy Regulators (ACER)* en de Europese koepelverenigingen van netbeheerders (ENTSO-e) spelen een belangrijke rol in het wetgevingsproces. Voor de taakuitvoering en organisatie van netbeheerders zijn de Europese regels soms in vergaand detail uitgewerkt en soms laten zij juist ruimte voor verdere nationale invulling. Zo is bijvoorbeeld Europees bepaald dat regionale netbeheerders de taak hebben om minstens eens in de twee jaar een netontwikkelingsplan (in Nederland: IP) op te stellen en in te dienen bij de toezichthouder. Hierin moeten zij ten minste beschrijven welke investeringen voor de komende 5 tot 10 jaar nodig zijn. Hiernaast bestaat de ruimte voor nationale keuzes over de scope van het IP (welke onderdelen moet het bevatten) en hoe het plan tot stand komt. Nederland heeft deze keuzes verwerkt in artikel 3.34 tot en met 3.36 van de Energiewet. Wat betreft het netbeheer leggen de Europese regels vast: (i) welke taken netbeheerders hebben en hoe zij die moeten uitvoeren; (ii) hoe netbeheerders georganiseerd moeten zijn (onafhankelijkheid van producenten en leveranciers); en (iii) wat de rol van de nationale regulerende instantie is bij de regulering van en het toezicht op de taakuitvoering en organisatie van netbeheerders.

Vanuit het Europese kader is de regulering van en het toezicht op netbeheerders primair bij de nationaal regulerende autoriteit belegd. In de Energiewet is bepaald dat de ACM de nationaal regulerende autoriteit van Nederland is. Op basis van de Europese elektriciteitsrichtlijn heeft de ACM de exclusieve bevoegdheid voor het vaststellen van de netwerktarieven. De tarieven vormen een vergoeding voor de kosten die een efficiënte en vergelijkbare netbeheerder zou hebben gemaakt, inclusief een redelijk rendement. De ACM heeft ook de exclusieve bevoegdheid om IP's van netbeheerders te toetsen en goed te keuren, waarna netbeheerders verplicht zijn deze uit te voeren en de kosten in de tarieven te verwerken. Naast toezicht en regulering is de ACM bevoegd nadere netcodes op te stellen waar netbeheerders en netgebruikers zich aan moeten houden. Het Europese Hof heeft de onafhankelijkheid van de nationaal regulerende instantie recent bevestigd, ook ten opzichte van de wetgever (zie 4.2).

Het Europese kader geeft richting aan de wijze waarop de nationaal regulerende autoriteit de tarieven moet vaststellen, maar er is ruimte voor interpretatie. De Europese Elektricitetsverordening geeft de volgende principes voor de tariefstructuur mee: “(...) *tarieven voor gerelateerde versterkingen van netten, moeten kostenreflectief en transparant zijn, rekening houdend met de noodzakelijke zekerheid van het netwerk en flexibiliteit en een afspiegeling vormen van de werkelijk gemaakte kosten, voor zover deze overeenkomen met die van een efficiënte en structureel vergelijkbare netbeheerder en op niet-discriminerende wijze worden toegepast. Deze tarieven omvatten geen ongerelateerde kosten ter ondersteuning van ongerelateerde beleidsdoelstellingen.”⁷⁶ De realiteit is dat de lidstaten de Europese wetgeving op verschillende wijze toepassen: er is ruimte voor eigen interpretatie. Zo is het criterium van kostenreflectiviteit niet volledig haalbaar, omdat de kosten van individuele netwerktransacties niet in zijn geheel herleid kunnen worden. Het is dus niet eenduidig welk systeem van netwerktarieven het beste bij deze criteria past. Hierdoor is er ruimte in de wijze waarop de tarieven worden toegerekend aan de*

⁷⁵ Europese Unie (2019). Richtlijn 2019/944 van het Europees Parlement en de Raad van 5 juni 2019..

⁷⁶ Art. 18 lid 1 van Verordening (EU) 2019/943.

verschillende gebruikersgroepen, op verschillende netniveaus en verschillende tijdstippen. Zo is eerder veel maatschappelijke discussie geweest over de verschillen in de toepassing van tariefcorrecties voor energie-intensieve industrie (de volume-correctieregeling) en over de (gedeeltelijke) vrijstelling van netwerktarieven voor batterijen en *elektrolyzers* in buurlanden van Nederland. Deze verschillen in de interpretatie van het Europese kader leiden tot een ongelijk speelveld en zijn onwenselijk.⁷⁷ De benadering van de ACM bij dergelijke algemene vrijstellingen is dat deze besluiten niet vanuit kostenreflectiviteit zijn te rechtvaardigen: “Omdat een korting via de nettarieven zonder een bijbehorende kostenverlaging in feite een subsidie is, zou een keuze over de verdeling van die schaarse middelen bloot moeten staan aan directe democratische controle. Dat is niet het geval als de ACM een dergelijke korting zou geven via de nettarieven.”⁷⁸

Tegelijkertijd speelt elke nationaal regulerende instantie, direct of via ACER, een rol bij het bevorderen van de integratie van de Europese elektriciteitsmarkt. Binnen Europa werken de toezichthouders op de energiemarkt nauw samen om de concurrentie in Europees verband te bevorderen. Daardoor zijn de energieprijzen gedaald en zijn de prijsverschillen tussen landen kleiner geworden. Desondanks komen er nog steeds (aanzienlijke) prijsverschillen voor, ook bij elektriciteit. Elektriciteitsprijzen tussen landen kunnen niet alleen verschillen doordat landen verschillende opwekkingstechnieken gebruiken, maar ook omdat de internationale handel mogelijk wordt beperkt door de beschikbare transportcapaciteit en door een tekort aan verbindingen tussen landelijke netwerken (interconnectiviteit).⁷⁹ Hieruit volgt bijvoorbeeld het toezicht van de ACM op TenneT om minimaal 70% van de capaciteit op haar interconnectoren beschikbaar te maken voor grensoverschrijdende handel zoals voorgeschreven in de elektriciteitsverordening.⁸⁰ ACER heeft als Europese toezichthouder de taak om de nationaal regulerende instanties te ondersteunen in hun werkzaamheden, waar nodig hun acties te coördineren en te bemiddelen bij geschillen tussen nationaal regulerende instanties. Daarnaast heeft ACER een rol in het Europese proces van wet- en regelgeving. Het doet van aanbevelingen aan de Europese Commissie over nieuw energiebeleid en wetgeving, het opstellen van richtsnoeren voor grensoverschrijdende energie-infrastructuur en reguleert de markt.

De rol van ACER bij vraagstukken over nationale netwerken is beperkter en spitst zich vooral toe op grensoverschrijdende infrastructuur. De Europese toezichthouder wordt bestuurd door de nationaal regulerende instanties, wat de ACM inspraak biedt in Europese knelpunten. Zo publiceert ACER bijvoorbeeld een rapport met *best practices* voor netwerk-tarief-methodologieën⁸¹ en stelt het richtlijnen (*guidance*) op voor de scenario's voor het Europese Ten-Year-Network Development-Plan (TYNDP). Dit plan wordt *bottom-up* opgesteld door samenwerkende nationale netbeheerders (ENTSO-E).⁸² Een verdergaande optie is door Bruegel voorgesteld. In deze optie ontwikkelt een onafhankelijke instantie, zoals ACER, een scenario zodat de ENTSO-e netwerkplannen met een alternatief kunnen worden vergeleken en daarmee rekening kunnen houden.⁸³ Verder stelt ACER zelf voor om de EU-wetgeving aan te passen om ook vanuit EU-perspectief een plan te maken om grensoverschrijdende knelpunten aan te pakken, in plaats van incidentele samenwerking tussen lidstaten.⁸⁴

⁷⁷ Verschillen in regulering vallen buiten de scope van het Europese toezicht op staatssteun

⁷⁸ ACM (2024). *Ontwikkeling netkosten tot 2050 en de kostenverdeling over groepen gebruikers*. Geraadpleegd via: <https://www.acm.nl/system/files/documents/ontwikkeling-netkosten-tot-en-met-2050-en-de-kostenverdeling-via-nettarieven.pdf>.

⁷⁹ Mulder, M. (2023). *Energietransitie: eerst snappen, dan doen*.

⁸⁰ ACM (2019). *Goedkeuring structurele congestierapport TenneT TSO*.

⁸¹ ACER (z.d.). *ACER publishes its latest report on how electricity network tariffs are set in Europe*. Geraadpleegd via: [www.acer.europa.eu](https://www.acer.europa.eu/news-and-events/news/acer-publishes-its-latest-report-how-electricity-network-tariffs-are-set-europe). <https://www.acer.europa.eu/news-and-events/news/acer-publishes-its-latest-report-how-electricity-network-tariffs-are-set-europe>.

⁸² ACER (z.d.). *ACER calls for improvements in ENTOSOs' 2024 draft TYNDP scenarios to comply with its Framework Guidelines*. Geraadpleegd via: <https://www.acer.europa.eu/news-and-events/news/acer-calls-improvements-entosos-draft-tyndp-scenarios-comply-its-framework-guidelines-2024>.

⁸³ Bruegel (2024). *Decarbonising for competitiveness: four ways to reduce European energy prices*.

⁸⁴ ACER en CEER (2024). *Challenges of the future electricity system – Recommendations and commitments*.

Om een gelijk speelveld te creëren is het nodig om de toepassing van de Europese regels en methodologie voor het bepalen van de nettarieven te harmoniseren. Dit zal echter politiek moeilijk te realiseren zijn, zeker op de kortere termijn. In zijn recente rapport over goedkopere energie ten behoeve van een concurrerende industrie roept Mario Draghi op tot een *guidance* om de tariefmethodologieën voor elektriciteitsnetwerken binnen de EU te harmoniseren. Daarmee wordt de subjectiviteit in het oordeel over de mate waarin verschillende methoden in overeenstemming zijn met de criteria van de EU beperkt.⁸⁵ Dit is in lijn met de inzet van het ministerie van KGG richting ACER en de Europese Commissie.⁸⁶ Kortweg betekent dit dat ACER of de Europese Commissie uitlegt hoe het Europese kader op nationaal niveau geïnterpreteerd moet worden om daarmee de verschillen van inzicht en toepassing tussen lidstaten te beperken. Daarnaast roept het Draghi-rapport op tot het beperken van nationale (unilaterale) interventies op de energieprijzen, het harmoniseren van mogelijke steun om energieprijzen te verlagen, het bevorderen van innovatie in de energiesector en het versterken van de Europese *governance*.

In afwachting van Europese harmonisatie kan op kortere termijn worden gezien hoe de stijging van de nettarieven kan worden gedempt. Een sterkere harmonisatie van de methodologie moet leiden tot een hogere mate van afstemming en minder subjectiviteit. Dit betekent niet dat alle tarieven gelijk zullen zijn. De hoogte van de nettarieven is naast de methodologie ook afhankelijk van de kosten die netbeheerders in rekening mogen brengen en de energiemix binnen een land. Door in te zetten op *guidance* in plaats van bindende voorschriften blijft er voor lidstaten en nationale toezichthouders enige ruimte om in de eigen regulering efficiënte nationale keuzes te maken in netwerkuitbreiding en -beheer. Daarnaast behouden lidstaten de ruimte om, binnen de Europese staatssteunregels, andere maatregelen te nemen die de kosten voor burgers en bedrijven dempen (beleids optie 4.1). Een verdergaand voorstel is om harmonisering te realiseren door het Europese kader verder te detailleren en waar nodig competenties over te dragen aan ACER. Een dergelijke inzet is politieker van aard en zal langere tijd duren. Aangezien harmonisatie lang duurt, is het redelijk om in de tussentijd te kijken wat op nationaal niveau kan worden gedaan om de stijging van de netwerktarieven - en het bijbehorende concurrentienadeel voor Nederland - te dempen en hoe andere landen kunnen bijdragen.

4.1

De benodigde investeringen in het elektriciteitsnet worden vrijwel volledig nationaal bekostigd, terwijl ze ook zullen leiden tot meer Europese welvaart. Het (Noordwest-) Europese elektriciteitssysteem is al in relatief hoge mate geïntegreerd. Deze integratie heeft uiteenlopende effecten voor lidstaten. Zo hebben Nederland en Duitsland op grijze dagen zonder wind profijt van Scandinavische productiecapaciteit, met lage prijzen als gevolg. ACER becijferde in 2021 dat deze integratie tot een Europese welvaart van 34 miljard euro per jaar leidt en ook een belangrijke rol speelt in de leveringszekerheid en het dempen van prijsvolatiliteit. Tegelijkertijd is het potentieel voor hernieuwbare elektriciteitsproductie binnen Europa geografisch niet gelijk verspreid.⁸⁷ Nederland verdient in 2024 al aan de netto export van elektriciteit.⁸⁸ Bij de huidige ambities voor windenergie op zee is het aannemelijk dat dit op de lange termijn ook zo zal zijn en zelfs toeneemt. Meer vermogen voor windenergie op zee vereist tegelijkertijd grote investeringen in nationale infrastructuur, zoals platformen op zee en aanlandkabels, maar waarschijnlijk ook additionele grensoverschrijdende capaciteit. Wind op Zee voorziet dus in de nationale vraag tijdens piekmomenten, is belangrijk voor de strategische autonomie en levert ook een bijdrage aan ons verdienvermogen en de Europese welvaart. De kosten van nationale infrastructuur voor

⁸⁵ Europese Commissie (2024). *The future of European competitiveness: Part B In-depth analysis and recommendations*. En: Netbeheer Nederland, ACM en Ministerie van Economische Zaken en Klimaat (2024). *Policy reflections on the European energy system and infrastructure. Non-paper on a joint vision for actions by the European Commission*.

⁸⁶ Ministerie van Economische Zaken en Klimaat. (2024). *Further harmonization of Electricity Grid Tariff methodology*.

⁸⁷ Bruegel (2024). *Unity in power, power in unity: why the EU needs more integrated electricity markets*.

⁸⁸ CBS (2024). *Meer dan de helft van elektriciteitsproductie komt uit hernieuwbare bronnen*.

windenergie, met uitzondering van de interconnectoren die worden bekostigd uit congestie-inkomsten, worden momenteel verrekend in de nationale nettarieven.⁸⁹ Als deze kosten te sterk stijgen, kunnen nationale ambities mogelijk worden bijgesteld, wat voor de Europese welvaart nadelig zou uitpakken. ACER maakt hier een punt in de vergelijking van nationale IP's met de Europa-brede TYNDP, maar heeft niet de bevoegdheid hierop te interveniëren. Zeker bij grensoverschrijdende capaciteit zou Nederland zich zakelijker kunnen opstellen. Het kabinet kan afspraken over *cost sharing* met andere landen maken voordat het een besluit neemt over de bouw van bijvoorbeeld een windpark. Ook afspraken op EU-niveau kunnen hieraan bijdragen.

Een goed functionerende kosten-batenverdeling op Europees niveau is in het belang van Nederland en Europa, maar nog onvoldoende beschikbaar. Volgens ACER en CEER (de koepelorganisatie van nationaal regulerende instanties) zijn de beschikbare mechanismen voor een kosten-baten-deling op Europees niveau gefragmenteerd. Ook leiden ze onvoldoende tot een billijke verdeling van de kosten en baten van investeringen.⁹⁰ Dit beleidsterrein is wel in ontwikkeling. Zo worden er al afspraken tussen lidstaten gemaakt over gezamenlijke financiering van grensoverstijgende projecten, die worden getoetst door toezichthouders. Daarnaast heeft de Europese Commissie recentelijk een *guidance* gepubliceerd voor gezamenlijke investeringskaders voor offshore-energieprojecten.⁹¹ Hoewel de *guidance* zich met name richt op grensoverschrijdende offshore-infrastructuur, heeft deze ook aandacht voor uitbereidingen van het netwerk binnen lidstaten die noodzakelijk zijn voor het transport naar andere lidstaten. Netto importerende landen van (hernieuwbare) energie hebben weinig baat bij deze ontwikkeling, dus dit zal veel inzet van Nederlandse partijen vereisen. ENTSO-e werkt momenteel uit hoe deze *guidance* verder toe te passen. Ook zal ENTSO-E uiterlijk in juni 2025 de toepassing van de kosten-batenverdelingsmethodologie in het offshore netwerkontwikkelingsplan voor de Noordzee delen. Naast dergelijke mechanismen worden op EU-niveau ook andere financieringsmogelijkheden voor investeringen in het elektriciteitsnetwerk onderzocht, bijvoorbeeld via de uitbreiding van de *Connecting Europe-Facility* (CEF). In de EU is er steeds meer momentum voor Nederland om proactief deel te nemen aan discussies hierover. Nederland kent immers veel potentie voor windenergie – belangrijk voor meer landen binnen Europa – en heeft veel energie-intensieve bedrijven die de omslag in de energietransitie moeten gaan maken. Dit ook in de context van het *Action Plan for Affordable Energy* dat eind februari 2025 is gepresenteerd door de Europese Commissie en nader ingaat op het belang van effectieve Europese mechanismen voor kostendeling.⁹²

4.2 Verhouding wetgever en de regulerende instantie

De netwerktarieven en andere onderdelen van de regulering hebben – zeker met een grote investeringsopgave voor de boeg – sterke effecten op de koopkracht van mensen, de bedrijfsvoering van instellingen en de winstgevendheid en concurrentiekracht van bedrijven. Anders dan bijvoorbeeld de tarieven voor belastingen en premies vallen ze echter niet onder de bevoegdheden van het kabinet en het budgetrecht van de Tweede Kamer. EU-lidstaten hebben gezamenlijk afgesproken dat ze tot de exclusieve verantwoordelijkheid van de nationale regulerende instantie behoren. Deze paragraaf licht de achtergrond en de praktijk nader toe.

⁸⁹ De inzet van congestie-inkomsten door TenneT wordt gereguleerd onder de Europese Elektriciteitsverordening en door de ACM en daarom wordt hier niet nader op in gegaan in dit IBO.

⁹⁰ Mechanismen zijn: *Cross border cost allocation (CBCA)*, *inter-TSO-compensation (ITC)*, and *congestion income distribution (CID)*. ACER (2024). *Challenges of the future electricity system Recommendations and commitments*.

⁹¹ Europese Commissie. (2024). *Commission provides guidance on collaborative investment frameworks for offshore energy projects*.

⁹² Europese Commissie (2025). *Action Plan for Affordable Energy: Unlocking the true value of our Energy Union to secure affordable, efficient and clean energy for all Europeans*.

Het Europese kader stelt dat de nationaal regulerende instantie onafhankelijk van het beleid en de politiek moet opereren en geen directe instructies mag ontvangen. In de Europese elektriciteitsrichtlijn (richtlijn 2019/944) wordt ingegaan op het aanwijzen en de onafhankelijkheid van de nationaal regulerende instantie (artikel 57), de algemene doelstellingen van de regulerende instantie (artikel 58) en de taken en bevoegdheden van de regulerende instanties (artikel 59). In deze artikelen wordt benoemd dat de nationaal regulerende instantie zelfstandig besluiten moeten kunnen nemen, onafhankelijk van enig politiek orgaan (artikel 57, lid 5) en dat medewerkers of het management van de nationaal regulerende instantie bij het verrichten van de reguleringstaken geen directe instructies verlangen of ontvangen van regeringen of andere publieke of particuliere entiteiten (artikel 57, lid 4). Voorts gaat het kader in op de taken en bevoegdheden die exclusief toegewezen zijn aan de nationaal regulerende instantie. Zo is de nationaal regulerende instantie, op basis van artikel 58, lid 1, exclusief bevoegd om de nettarieven en de berekeningsmethodes hiervoor vast te stellen en goed te keuren. Daarnaast is ze ook exclusief bevoegd om toezicht te houden op de netbeheerders en hun prestaties te beoordelen.

In de praktijk blijkt dat de onafhankelijkheid van de regulerende instantie ten opzichte van de politiek en het beleid verschilt per lidstaat en niet altijd even goed geborgd is. In de uitspraak van het Hof van Justitie van de Europese Unie op 2 september 2021 in een zaak over de onafhankelijkheid van de Duitse energietoezichthouder is bevestigd dat bepaalde regels op het gebied van energie niet door de wetgever vastgesteld mogen worden, maar dat dit een taak is van de onafhankelijke nationale regulerende instantie van een lidstaat. Zo concludeerde het Hof onder andere dat de relevante Duitse wetgeving (Energiewirtschaftsgesetz; EnWG) gezien de Europese elektriciteitsrichtlijn *onrechtmatig* de federale overheid de bevoegdheid gaf: "om niet alleen de voorwaarden voor nettoegang, inclusief de verstrekking van balanceringsdiensten, of methoden voor de vaststelling van deze voorwaarden en de tarieven voor nettoegang te bepalen, maar ook om te bepalen in welke gevallen en onder welke voorwaarden de nationaal regulerende instantie die voorwaarden of methoden kan vaststellen of op verzoek van de systeembeheerder kan goedkeuren, alsook in welke specifieke gevallen van netgebruik en onder welke voorwaarden de nationaal regulerende instantie van geval tot geval individuele tarieven voor nettoegang kan goedkeuren of weigeren".⁹³ Door deze uitspraak is in sommige landen, zoals in Duitsland, langzaam een beweging zichtbaar die meer in lijn is met de Nederlandse interpretatie over de bevoegdheden omtrent het vaststellen van de netwerktarieven. De Duitse overheid trekt zich verder terug uit het proces van vaststelling van de tarieven, maar zoekt tegelijkertijd naar alternatieven om steun aan afnemers te blijven bieden.

De uitspraak van het Hof heeft ook duidelijk gemaakt dat enkele onderdelen van de Nederlandse wetgeving bij nader inzien niet in lijn waren met het Europese kader.⁹⁴ Zo had de wetgever bijvoorbeeld de aansluittermijn van 18 weken niet in de wet mogen vastleggen. Ook heeft de ACM - mede gezien deze uitspraak - de volumecorrectie-regeling per 2024 afgeschaft.⁹⁵ In de nieuwe Energiewet zijn de noodzakelijke wijzigingen verwerkt die voortkomen uit de uitspraak van het Hof. Zo schrijft de aankomende Energiewet ook niet meer het gebruik van de zogenaamde Q-factor en X-factor voor (zie 4.3). Nederland loopt daarmee voorop in de verwerking van de Europese jurisprudentie in nationale wet- en regelgeving. Door tempoverschillen in de nationale verwerking van de jurisprudentie blijven verschillen in de toepassing van het Europese kader tussen lidstaten bestaan en met bijbehorende effecten van dien. Daarnaast bestaan nog steeds verschillen in hoe toezichthouders in verschillende lidstaten invulling geven aan de ruimte die het Europees kader hen biedt. Zo heeft de Belgische

⁹³ Hof van Justitie van de Europese Unie (2021). ECLI:EU:C:2021:662.

⁹⁴ ACM (2021). Uitspraak Europees Hof heeft gevolgen voor de energietaken van de ACM.

⁹⁵ ACM (2023). In 2024 geen volumekorting meer voor grootverbruikers van elektriciteit.

toezichthouder CREG recent besloten tot een 10-jarige nettarifvrijstelling voor elektriciteitsopslagsystemen. In Duitsland geldt dat de vrijstellingen voor netwerktarieven voor batterijen en *elektrolyzers* onder de EnWG beschikbaar blijven voor projecten die uiterlijk in 2029 worden gerealiseerd. Bovendien geldt deze korting voor een periode van 20 jaar vanaf de aansluiting van een project op het net. Daarmee blijven verschillen tussen Nederland en Duitsland in de toepassing van het Europese kader bestaan tot op zijn minst 2049.⁹⁶ Op deze manier is het aantrekkelijk om grote elektrolyzers en batterij-opslagen net over de grens in Duitsland te realiseren, om de Nederlandse nettarieven te omzeilen, terwijl Nederland de elektriciteit en geproduceerde waterstof vervolgens weer moet importeren.⁹⁷

De ACM maakt in de regulering keuzes binnen de “driehoek” van betrouwbaarheid, betaalbaarheid en duurzaamheid. De ACM heeft een exclusieve bevoegdheid in de regulering van de privaatrechtelijke afspraken die netbeheerders met verbruikers maken, zoals over tarieven en voorwaarden van transport. Daaromheen hebben de activiteiten van netbeheerders ook publiekrechtelijke aspecten. In de MvT van de Energiewet staat het als volgt: *“Dit wetsvoorstel heeft dan ook tot doel te verhelderden hoe de publiekrechtelijke regulering van de systeembeheerders ten aanzien van methoden en voorwaarden zich verhoudt tot de privaatrechtelijke verhouding tussen systeembeheerders en derden (...) [en] de expliciete publiekrechtelijke verankering van de verplichting van systeembeheerders om de door de ACM goedgekeurde methoden en voorwaarden toe te passen.”*⁹⁸ ACM dient verschillende uitgangspunten tegen elkaar af te wegen en neemt daarbij mee welke opvattingen er in het publieke debat bestaan. De ACM moet deze belangenafweging als toezichthouder en regulator zelf maken.⁹⁹ De ACM heeft met het opstellen van methoden en voorwaarden ook veel ruimte om daaraan zelf invulling te geven, bijvoorbeeld door een prioriteringskader voor nieuwe aansluitingen vast te leggen en daarmee te bepalen hoe de schaarse middelen verdeeld moeten worden. Zo’n invulling gebeurt niet zonder tegenspraak. De ACM moet bijvoorbeeld methodebesluiten veelvuldig verantwoorden bij de rechter, die zich baseert op Nederlandse en Europese wetgeving. Datzelfde geldt voor het genoemde prioriteringskader.

Het handelingsperspectief van het beleidsdepartement ligt op het publiekrechtelijke deel van de energiemarkt. De wettelijke bewegingsruimte van het beleidsdepartement is onder meer te vinden in: (i) wetgeving rondom beheerstaken en (ii) wetgeving rondom IP’s en scenario’s. Bij beheerstaken gaat het bijvoorbeeld om de normen voor leveringszekerheid of het besluit N-1, waarin de redundantie wordt bepaald (zie hoofdstuk 3). Daarnaast kan er met wet- en regelgeving meer sturing op de IP’s komen. Een lidstaat heeft de ruimte om de noodzakelijke inhoud van het IP verder of anders te specificeren, mits dit binnen de Europese kaders past. Op basis van deze ruimte is momenteel al het “prioriteringskader voor uitbreidingsinvesteringen” opgenomen. De bestaande ministeriële regeling en beoogde algemene maatregel van bestuur, op basis van de Energiewet, bieden haakjes voor meer vereisten, zoals het opnemen van kosten in IP’s. Dit zou het kabinet en het parlement meer inzicht bieden in de investeringsopgave voor het stroomnet.

4.3 De Nederlandse regulering in beweging

Als onderdeel van haar eigen verantwoordelijkheden werkt de ACM momenteel aan een nieuwe reguleringsmethode voor de periode vanaf 2027. Daarvoor heeft de ACM een consultatieproces

⁹⁶ Artikel 118 lid 6 van de *Energiewirtschaftsgesetz – EnWG*.

⁹⁷ Visser, M., *Energiepodium* (2023). *Slimme nettarieven met het kostenveroorzakingsbeginsel als basis*.

⁹⁸ Kamerstukken II 2022-2023 36378-3. *Regels over energiemarkten en energiesystemen (Energiewet)*.

⁹⁹ Kamerstukken II 2024-2025 29023-525. *Nettarieven en de verdeling van netkosten*.

doorlopen en zijn voorstellen voor een nieuwe methode op hoofdlijnen gedeeld.¹⁰⁰ De insteek is dat er een beweging moet worden gemaakt in de regulering die past bij de energietransitie. Die beweging moet ervoor zorgen dat zoveel mogelijk partijen op de wachtlijst zo snel mogelijk kunnen worden aangesloten op het elektriciteitsnet. Deze paragraaf beschrijft deze hoofdlijnen en plaatst een aantal observaties.

Sinds de liberalisering werden het transport en de distributie van elektriciteit gezien als faciliterend voor en volgend op de ontwikkeling van de elektriciteitsmarkt. Dat was mogelijk en passend, omdat de ontwikkeling van de productie en de vraag relatief stabiel was. Ook de regulering rondom elektriciteit is gebaseerd op dit stabiele, redelijk voorspelbare beeld. De nadruk lag vooral op doelmatigheid (in de benutting van het elektriciteitsnet en de uitvoering van taken), bevordering van de marktwerking om concurrentie te realiseren en leveringszekerheid (in de betrouwbaarheid en kwaliteit van het net). Ondertussen is de situatie wezenlijk anders door de snelle verandering van zowel de elektriciteitsproductie als -vraag: de transportcapaciteit wordt steeds meer de bottleneck, het is minder vanzelfsprekend dat er altijd en overal stroom beschikbaar is en de wachtlijsten voor nieuwe aansluitingen lopen op. De ACM heeft er in 2023 bewust voor gekozen om de versnelling van de energietransitie op te nemen als strategische doelstelling voor het eigen beleid en sluit in haar insteek aan bij het Nationaal Plan Energiesysteem (NPE). De ACM wil in de nieuwe tariefregulering meer ruimte en zekerheid geven aan netbeheerders om snel hun netten te verzwaren en uit te breiden. Parallel daaraan probeert de ACM efficiënt netgebruik te stimuleren door nieuwe netcodes uit te brengen die flexibiliteit in opwek en gebruik bevorderen (zie box 4.1¹⁰¹). De toezichthouder pakt op deze manier meer grip op de energietransitie en de inrichting en het gebruik van de elektriciteitsinfrastructuur.

Box 4.1 - Bevorderen van flexibiliteit via netcodes van de ACM komt op gang

Om een beter gebruik van het net te bevorderen neemt de ACM nu al stappen met bijvoorbeeld nieuwe contractvormen, transportrechten of aansluitovereenkomsten.¹⁰² Dit doet het onder andere met wijzigingen aan de netcode elektriciteit en de tariefcode. In reactie op de huidige netcongestie zijn door de ACM al meerdere maatregelen en (ontwerp)besluiten genomen om oplossingen te stimuleren die door flexibel netgebruik bijdragen aan het verlagen van de (piek)belasting. Deze maatregelen zijn in april 2024 aangekondigd en omstreeks augustus 2024 vrijwel allemaal vastgesteld. De verwachting is dat dergelijke maatregelen niet alleen tijdelijk, maar blijvend nodig zijn. Het gaat onder andere om de volgende maatregelen:

1. Non-firm transportrechten (non-firm-ATO)
2. Aanscherping deelnameverplichting private netten voor congestiemanagement
3. Maatschappelijk prioriteren in de wachtrij
4. Concretiseren aansluit termijn voor grote afnemers
5. Tijdsgebonden tarieven en transportrechten op hoogspanning (zoals ATR85)
6. Tijdgebonden transportrechten op regionale netten
7. Verplichte deelname afnemers aan congestiemanagement bij een aansluiting >1MW
8. Herziening van regels voor congestiemanagement
9. Capaciteitsbeperkende contracten voor individuele aansluitingen of groepen
10. GOTORK ; aansluitcapaciteit teruggeven bij langdurig geen gebruik

¹⁰⁰ ACM (2024). ACM werkt nieuwe reguleringsmethode voor netbeheerders uit.

¹⁰¹ ACM (2024). ACM presenteert pakket aan maatregelen tegen netcongestie.

¹⁰² ACM (2024). ACM presenteert pakket aan maatregelen tegen netcongestie.

De voorgestelde maatregelen bieden netbeheerders en bedrijven binnen de bestaande tariefreguleringsperiode al mogelijkheden om flexibiliteit te ontsluiten. Deze maatregelen zijn gericht op het ontsluiten van meer netcapaciteit bij schaarste, maar zijn voor producenten en insiders (bestaande aansluitingen) niet zo gunstig. Tegelijkertijd geeft de ACM aan dat er in de komende jaren nog extra maatregelen nodig zijn om flexibiliteit te stimuleren, zoals via een differentiatie in de (kleinverbruikers)tarieven. Door extra maatregelen zal ook bovenstaand instrumentarium tegen het licht moeten worden gehouden. Ook kan worden overwogen om flexibele contracten de nieuwe norm te maken, waarbij nieuwe contracten die netbeheerders aanbieden standaard flexibel zijn. Anderzijds moet ook worden overwogen of dit stelsel van maatregelen maatschappelijk niet meer kost dan het oplevert en of er een beweging van prikkels naar normen moet worden ingezet.

Op dit moment is zichtbaar dat partijen langzaam maar zeker gebruik gaan maken van de mogelijkheden die de ACM biedt. Zo is medio 2024 de eerste ATR85-overeenkomst gesloten met een systeembatterij. Voor veel bestaande bedrijven is energie echter nog vaak een *low-interest* product, waardoor de interesse voor flexibilisering beperkt is. Voor outsiders is het juist een *high-interest* product: wachten kost veel geld.

De huidige regulering is gericht op outputsturing, door benchmarking met een price-cap methodiek. De huidige regulering houdt de netwerktarieven op een redelijk niveau, prikkelt netbeheerders om doelmatig te werken en zorgt dat netbeheerders genoeg inkomsten krijgen voor een betrouwbare dienstverlening. Het tarief voor regionale netbeheerders komt via maatstafconcurrentie tot stand: een netbeheerder wordt beloond als hij lagere kosten per eenheid prestatie heeft dan de gemiddelde kosten per eenheid prestatie in de sector benchmark. Door deze nabootsing van de markt worden individuele netbeheerders geprikkeld hun mede netbeheerders "te verslaan" door gerichte investeringen te doen, hun stroomnet efficiënt te benutten (benuttingsefficiëntie) en de uitvoeringskosten van het net laag te houden (uitvoeringsefficiëntie). Naast een mogelijke correctie op het verschil in doelmatigheid (de x-factor) vormt een verschil in de kwaliteit van de prestatie een correctiefactor (de q-factor). De kwaliteitsterm wordt gebaseerd op de energie-onderbrekingen (storingsminuten) en de economische waardering van de storting.¹⁰³ Als een netbeheerder beter presteert dan gemiddeld, dan krijgt het meer inkomsten via een hoger maximumtarief. Deze beloning *ex post* vormt *ex ante* een prikkel om doelmatigheid en kwaliteit te leveren.¹⁰⁴ De methode leidt in de praktijk overigens geregeld tot rechtszaken over de gekozen benchmark. Daarnaast maakt de methode het voor netbeheerders minder aantrekkelijk om 'voor de markt uit' te investeren en snel meer te bouwen. Dat verlaagt immers de doelmatigheid.

De huidige systematiek sluit aan bij het gegeven dat de ACM onvoldoende zicht heeft op de mogelijkheden van een netbeheerder om doelmatigheid en kwaliteit te realiseren.

Door de netbeheerders te prikkelen om beter te presteren dan hun 'concurrenten', kan wel doelmatigheidswinst worden behaald. "Vanwege de informatie-asymmetrie tussen toezichthouder en gereguleerde partijen is het raadzaam in principe voor outputregulering te kiezen. De toezichthouder heeft immers minder zicht dan de gereguleerde partijen welke technische en economische mogelijkheden zij hebben om de wettelijke taken uit te oefenen, bijvoorbeeld met welk type werknemers gewerkt kan worden, welke materialen nodig zijn en wanneer welke

¹⁰³ Bij storings langer dan 8 uur krijgen gebruikers ook een vergoeding ter compensatie.

¹⁰⁴ CE Delft (2022). Tariefstelsel energienetten en energietransitie: Analyse van knelpunten en effecten voor eindgebruikers.

investeringen verricht moeten worden.”¹⁰⁵ Voor de landelijke netbeheerder baseert de ACM de doelmatigheidstoets op een benchmark van Europese transmissiesysteembeheerders. De benuttingsgraad van het net speelt daarin geen rol en vanwege veiligheid past de ACM geen kwaliteitsregulering toe bij TenneT. Voor grote of langjarige investeringen doet de ACM een nacalculatie voor de toegestane inkomsten binnen de reguleringsperiode. Dit lijkt al op inputsturing: de doelen zijn op voorhand vastgelegd en de kosten worden gaandeweg gedeclareerd.

De ACM wil de focus van de regulering verschuiven van het achteraf toetsen van de kosten naar het vooraf toetsen van investeringen én de uitvoering daarvan. In de huidige reactieve benadering hebben de netbeheerders de keuzes en daarmee de kosten al gemaakt voordat de ACM de doelmatigheid hiervan toetst. In de voorgenomen proactieve benadering wil de ACM effectiever en sneller kunnen bijsturen en ook meer zekerheid bieden richting netbeheerders. Er zijn twee onderdelen waarop de ACM meer toetsing aan de voorkant wil organiseren: (i) het toetsen van de IP-scenario's en sterkere toetsing van de investeringen in de IP's voordat deze tot uitvoering worden gebracht; en (ii) het vooraf toetsen van de uitvoering door de netbeheerders (via het methodebesluit).¹⁰⁶ De ACM kan nu alleen bij de toetsing van de IP's de aannames meenemen die ten aanzien van beleid zijn gedaan in de onderliggende II3050-scenario's. Dat lijkt echter weinig effectief als de scenario's zelf niet onder de loep zijn genomen en deze procestoets gebeurt pas na de oplevering van concept-IP's wordt gedaan. Er is dan nauwelijks tijd om de IP's nog substantieel te wijzigen, vanwege de arbeidsintensiteit van het traject. Ter vergelijking: ook in Duitsland ontwikkelen de TSO's verschillende scenario's, waarbij ze rekening moeten houden met wettelijke vereisten en beleidskeuzes. De regulator, de *Bundesnetzagentur*, toetst deze conceptscenario's en publiceert de definitieve scenario's, waarop de TSO's hun IP's moeten baseren. Het lijkt in de Nederlandse verdeling van verantwoordelijkheden meer passend dat de ACM suggesties geeft voor de nog op te stellen scenario's, zoals het wel of niet meenemen van zeldzame pieken in de opwek van energie. Het ministerie van KGG en de planbureaus kunnen daarna kijken naar de consistentie van de plannen van de netbeheerders met het beleid en de door de netbeheerders gemaakte veronderstellingen (zie hoofdstuk 6).

De huidige toetsing van de investeringsplannen door de ACM heeft nog niet gewenste impact. Sinds 2020 toetst de ACM de tweejaarlijkse IP's vooraf aan de investeringen. Daarbij toetst de ACM of de netbeheerders in redelijkheid tot hun plannen zijn gekomen en of de noodzakelijkheid van de investeringen voldoende is onderbouwd, inclusief aandacht voor gemaakte beleidskeuzes. De ACM is op zoek naar opties om de totstandkoming en toetsing van de IP's zo vorm te geven dat: “zij in samenhang de grootst mogelijke bijdrage leveren aan de maatschappelijk juiste investeringen op het juiste moment en op de juiste locatie”.¹⁰⁷ Hieraan wordt momenteel vormgegeven in de Energiewet en bij de vormgeving van de lagere regelgeving op basis van de Energiewet. Dit vraagt bij de ACM mogelijk om meer, maar in elk geval om andere deskundigheid, bijvoorbeeld eigen netstrategen. Zeker in een krappe arbeidsmarkt kost het opbouwen van deze expertise tijd. Risico's, zoals *gold plating*, worden daardoor groter bij *ex ante* toetsing. Daarnaast vraagt een beoordeling rondom 'maatschappelijke juiste investeringen' om duidelijke communicatie en concrete afspraken tussen de ACM en KGG, omdat het beleidsdepartement een bredere maatschappelijke taak heeft.

¹⁰⁵ Mulder, M. (2023). *Reflecties bij de toekomstige reguleringsmethode netbeheerders; reactie op het consultatiedocument van de Autoriteit Consument & Markt (ACM)*.

¹⁰⁶ ACM (2023). *Consultatie Toekomstige reguleringsmethode netbeheerders: Voor de reguleringsperiode vanaf 2027*.

¹⁰⁷ Ecorys (2024). *Opties voor verbetering van de ACM-toets op de IP's*.

Naast de toets op nut en noodzaak van de investeringsplannen wil de ACM vooraf toetsen of de uitvoering van de plannen doelmatig zal zijn. Het gaat om vragen als: zijn de aanbesteding en inkoop goed georganiseerd, worden plannen opgesteld en uitgevoerd via doelmatige procedures en zijn er adequate beheersmaatregelen? De toetsing van deze processen moet meer openheid en transparantie bieden én een proces op gang brengen van toelichten, verklaren en verbeteren. De veronderstelling is dat doelmatige processen met de juiste input tot efficiënte kosten leiden. Daarnaast kunnen bij de nieuwe methodiek de kosten en prestaties worden gemonitord aan de hand van kengetallen en KPI's. De vergelijking van de prestaties kan openbaar worden gemaakt. Zo hebben ze een reputatie-effect en kunnen ze gebruikt worden voor de maatschappelijke verantwoording door de netbeheerders. Ook kan de ACM achteraf risicogericht doelmatigheidstoetsen doen: zijn de middelen uitgegeven volgens plan en op de meest doelmatige wijze? Dat wordt bijvoorbeeld gedaan in het toezicht op Schiphol. De nieuwe benadering is niet vrijblijvend. Als netbeheerders niet goed presteren, heeft de ACM een escalatieladder tot haar beschikking. Deze reikt tot en met kortingen op hun inkomsten.

Tevens wil de ACM in de tariefregulering een beweging maken van het achteraf beschouwen van de kostenefficiëntie naar het vooraf beoordelen daarvan. In de gangbare terminologie: de *price-cap* methodiek wordt ingeruild voor een *cost-plus* methode. Daarbij vragen netbeheerders van tevoren goedkeuring op de kosten en de budgetten voor de investeringen en worden die kosten in de nettarieven verwerkt. Dit vanuit de gedachte dat de netbeheerders meer ruimte moeten krijgen om sneller te investeren in netverzwaring en dat financiële zekerheid daarbij helpt. Een belangrijke beperking van *cost-plus* is dat het de prikkel voor de netbeheerder vermindert om zelf op zoek te gaan naar de meest kosteneffectieve oplossingen. Ook verschuift het risico van te hoge en ondoelmatige investeringen ("*stranded assets*") van de netbeheerder, die dit nu niet onder toegestane inkomsten mag rekenen, naar het collectief van netgebruikers. Hier staat tegenover dat de kans op overinvesteringen de komende jaren klein is, gezien de uitdaging van de energietransitie en de huidige schaarste aan mensen en materialen, terwijl onderinvesteringen met hoge maatschappelijke kosten gepaard gaan. De kans op overinvesteringen kan na verloop van tijd wel weer groter worden. Daar moet ook rekening mee worden gehouden in de nieuwe regulering en eventuele herzieningen verderop in de toekomst.

Het is belangrijk dat de investeringsplannen worden verbreed naar actieplannen met meer aandacht voor maatregelen om het net beter te benutten. De plannen van netbeheerders dienen duidelijk en volledig te zijn én de ACM moet in staat zijn de effectiviteit en doelmatigheid van de voorgenomen investeringen te toetsen. Het vooraf doen van suggesties voor scenario's en het toetsen van IP's enerzijds en de uitvoering anderzijds, stelt bijzonder hoge eisen aan de informatievoorziening richting en expertise van de toezichthouder. De toezichthouder moet ervoor kunnen waken dat informatie-asymmetrie leidt tot strategische gedrag van netbeheerders en suboptimale besluitvorming. Bovendien is het belangrijk dat het doen van investeringen niet het enige antwoord is op problemen op het elektriciteitsnet. ACER en CEER stellen het als volgt: "*Whenever it comes to investments in new network infrastructure, the system operators should first investigate other possible options to deliver higher network capacity with less-capital-intensive solutions or combine new network investments with these solutions [...].*"¹⁰⁸ De Energiewet stelt reeds verplicht dat de IP's ook de inkoop van congestie- en systeembeheersdiensten moeten bevatten. Deze diensten dienen ter voorkoming van verzwaring van het systeem. Het verdient aanbeveling netbeheerders nadrukkelijker te vragen naar bredere actieplannen: investeringen én maatregelen om het net beter te benutten, die op hun beurt de investeringen beter doen renderen. De ACM toetst dan het brede actieplan, waarna netbeheerders

¹⁰⁸ ACER en CEER (2024). *Challenges of the future electricity system – Recommendations and commitments.*

hun investeringen en beleid kunnen doorzetten. Dit kan ook helpen om een mogelijke *CAPEX-bias* te voorkomen, gezien de risico-aversie van netbeheerders. Dit vergroot de grip van de ACM.

Bij de regulering van en het toezicht op de netbeheerders zouden de oplopende wachtlijsten en wachttijden een belangrijkere rol moeten spelen. Kwaliteit en betrouwbaarheid zijn in het verleden veelal synoniem geweest, samenkomend in de indicator voor storingsminuten. Dit is belangrijk voor de insiders, maar gaat nu vanwege het tekort aan transportcapaciteit ten koste van outsiders. In de Energiewet is de eerdere verplichte aansluittermijn van 18 weken vervangen door de redelijke termijn, die de ACM nader kan invullen.¹⁰⁹ Voor grootverbruikers heeft de ACM bepaald dat in principe een aansluittermijn van 52 weken geldt. Voor kleinverbruikers is het zaak de 'redelijke termijn' nader in te vullen. Conform de nieuwe Energiewet moeten netbeheerders in hun IP's opnemen wat ze doen om wachtenden sneller aan te sluiten. Er zijn echter uitzonderingen op de aansluitplicht wanneer er sprake is van congestie, waardoor sommige wachtenden voor onbepaalde tijd geen aansluiting kunnen krijgen.¹¹⁰ In bredere zin verdient het aanbeveling om de regulering en het toezicht te versterken voor de "zorgplicht" van netbeheerders richting wachtenden. Dit kan invulling krijgen door:

- inzicht te bieden in de wachtlijsten en wachttijden voor aansluitingen;
- wachttijden voor transportcapaciteit te verduidelijken;
- meer samenwerking tussen netbeheerders te stimuleren;
- de wachtlijsten op te schonen voor dubbelingen;
- wachtenden actief te benaderen en inzicht te krijgen in wat zij nodig hebben; en
- met huidige netgebruikers te bezien waar ruimte zit om de extra transportvraag te accommoderen en daarover aanvullende afspraken te maken.

Ook zouden netbeheerders het toewijzingsproces van de beschikbare capaciteit aan wachtenden kunnen versnellen ("wachtlijstmanagement"). Dit is mogelijk door meerdere aanvragers parallel te benaderen en door strakke deadlines te hanteren voor het accepteren van een aanbod. Het huidige *first come, first served* beleid is tijdrovend vanwege de volgtijdelijkheid. De meeste netbeheerders geven potentiële afnemers, veelal de nummer 1 op de wachtlijst, 3 maanden om te reageren op een aanbod, voordat het aanbod aan de nummer 2 wordt gedaan. In sommige gevallen is hierop ook nog verlenging mogelijk. Sommige netbeheerders hebben recent de reactietermijn ingekort van 3 maanden naar 1 maand.¹¹¹ Een variant op het *first come, first served* principe kan zijn dat de ACM een netcode maakt om deze reactietermijn te verkorten en het proces te versnellen. Een andere aanpak om de wachtrijen te verkorten is het beoordelen van de volwassenheid van een project en prioriteit geven aan projecten waarvan de kans groter is dat ze (tijdig) worden gerealiseerd. Deze aanpak wordt gebruikt in Zweden waar, op basis van richtlijnen van de TSO, een nieuwe standaard is ontwikkeld voor de volwassenheid van projecten.¹¹² Daarnaast kan het energiedomein leren van drinkwaterbedrijven, die bedrijven bij een aanvraag van een nieuwe aansluiting toetsen op efficiënt watergebruik en daarnaast aan bestaande klanten een waterscan aanbieden. Een meer economische benadering is het veilen van transportcapaciteit. Dit kan worden vormgegeven door beschikbare transportcapaciteit voor bedrijven en instellingen, die buiten het prioriteringskader vallen, te verdelen via een veiling door de netbeheerders (beleids optie 4.2). Randvoorwaarde voor deze maatregel is de verenigbaarheid met het non-discriminatie beginsel en het *first come, first served* principe. De ACM beoordeelt dit.

4.2

¹⁰⁹ De ACM heeft dit geprobeerd te doen via een codebesluit, maar dat besluit is door het College van Beroep voor het Bedrijfsleven vernietigd. De ACM beraadt zich op verdere invulling. Zie: ACM (2024). Uitspraak CBB aansluittermijnen aansluitingen voor huishoudens.

¹¹⁰ Art. 8.13, derde lid van de Netcode Elektriciteit. Zie ook hoofdstuk 6.

¹¹¹ Enexis Netbeheer (z.d.). Aangepast offerteproces transportschaarste. Geraadpleegd via: <https://www.enexis.nl/zakelijk/aansluitingen/offerte-transportschaarste>.

¹¹² IEA (2025). Energy Policy Review: The Netherlands 2024. p. 50.

Daarnaast is het belangrijk dat er in de regulering voldoende aandacht blijft voor de benuttingsefficiëntie en mogelijkheden voor dynamische efficiëntie (innovatie). Naast de genoemde flexibilisering van het net, kan het bestaande net ook in technische zin beter worden benut (zie hoofdstuk 3). De huidige én toekomstige netproblematiek dwingt tot anders nadenken over risico's en kosten. Een hiaat in de huidige systematiek is dat er geen expliciete of zelfs wettelijke norm is voor leveringszekerheid. Het zou de ACM – en het beleid en de politiek – helpen om meer inzicht te krijgen in i) de effecten op leveringszekerheid en ii) hoe die effecten maatschappelijk moet worden gewaardeerd in de afruilen tussen de betere benutting en verzwaren van het net. Daarnaast kan meer inzicht helpen bij het toetsen van de meest prioritaire investeringen en de beste locaties voor de investeringen. Het wegvallen van de maatstafconcurrentie geeft daarnaast meer kans om informatie uit te wisselen tussen netbeheerders. De netbeheerders werken al samen op domeinen als IT, inkoop, uitvoeringsonderdelen en assetmanagement. De netbeheerders en ACM zouden kunnen verkennen of verdere samenwerking, op bijvoorbeeld het bundelen van de investeringsopgaven, mogelijk is. Verdere samenwerking kan bijvoorbeeld rond een integrale infrastructuurplanning bijdragen aan een efficiënter systeem en tot hogere benuttingsefficiëntie leiden.

De sturing op kwaliteit blijkt ook niet voldoende transparant te zijn voor de toezichthouder; een kwaliteitsplan lijkt wenselijk. De ACM ziet het risico dat de wettelijke kwaliteitsaspecten minder aandacht krijgen door de grote aandacht voor het verzwaren en uitbreiden van het net.¹¹³ Deze kwaliteitsaspecten zijn: betrouwbaarheid, veiligheid, spanningskwaliteit en kwaliteit van de dienstverlening. Uit een onderzoek van de ACM blijkt dat netbeheerders aandacht hebben voor de wettelijke kwaliteitsaspecten, in het bijzonder betrouwbaarheid, maar dat niet kan worden vastgesteld hoe met de andere kwaliteitsaspecten wordt omgegaan. Daarnaast is het voor de toezichthouder onvoldoende navolgbaar hoe netbeheerders hierop sturen. Na gesprekken hierover met de netbeheerders zal de ACM in 2025 opnieuw onderzoek naar de kwaliteitsborging doen. Daarnaast wil de ACM samen met het ministerie van KGG een proces bepalen om tot een kwaliteitsplan te komen, conform de Energiewet. Dat plan dient als sturingsinstrument van de kwaliteit binnen de interne organisatie van netbeheerders. Naast betrouwbaarheid, veiligheid, spanningskwaliteit en kwaliteit van de dienstverlening is het ook hier van belang om wachttijden expliciet mee te nemen in de rapportages. Het gaat immers om kwaliteit in de brede zin, ook over partijen die nog geen (zwaardere) aansluiting hebben. Dit verkleint het verschil tussen insiders en outsiders.

4.4 Beleidsopties

Samenvattend is het Europees wettelijk kader de grondslag voor de exclusieve bevoegdheden van de ACM op het gebied van de elektriciteitsmarkt. De implementatie van de Europese regels en kaders gebeurt in de diverse lidstaten niet in hetzelfde tempo, met een beperkte rol van de Europese toezichthouder. Om zoveel mogelijk maatschappelijke baten te realiseren is meer harmonisatie en kostendeling van de elektriciteitsmarkten wenselijk. In het kader van de regulering is de beleids optie 'EU harmonisatie van de methodologie van nettarieven' uitgewerkt. Tevens is een beleids optie uitgewerkt om de schaarse capaciteit in Nederland, die resteert na toepassing van het prioriteringskader, te verdelen via een veiling van transportcapaciteit.

¹¹³ ACM (2024). *ACM en netbeheerders maken afspraken over verbeteringen in kwaliteitsborgingssystemen.*

Tabel 4.1 Overzicht van beleidsopties en bijbehorende nummers

NUMMER	BELEIDSOPTIE
4.1	Inzetten op EU harmonisatie methodologie nettarieven
4.2	Veilen van transportcapaciteit

De opvolging van het Europese wettelijke kader verschilt tussen lidstaten in doorlooptijd. Als kostendeling vooralsnog beperkt mogelijk is, kunnen andere opties worden overwogen binnen de vastgelegde verantwoordelijkheidsverdeling (zie hoofdstuk 5 voor beleidsopties).

Gegeven de energietransitie is de insteek van de ACM de focus in de regulering te verschuiven van achteraf toetsen naar vooraf toetsen van de plannen en uitvoering daarvan. Daarmee creëert de toezichthouder meer grip op de vormgeving van de elektriciteitsinfrastructuur, waar dat voorheen vooral door de netbeheerders is gedaan. Hierbij plaatst de IBO werkgroep de volgende observaties voor de nieuwe reguleringsmethode:

1. Het is nuttig als de ACM suggesties kan geven voor de op te stellen scenario's, waarna KGG en de planbureaus kijken naar de consistentie van de investeringsplannen en de gemaakte veronderstellingen met het beleid (zie verder hoofdstuk 6).
2. Het is belangrijk dat de IP's worden verbreed naar actieplannen, met meer aandacht voor maatregelen om het elektriciteitsnet beter te benutten.
3. Bij de regulering van en het toezicht op de netbeheerders zouden de oplopende wachtlijsten en wachttijden een belangrijkere rol moeten spelen. Ook zouden netbeheerders het proces van toewijzing van de beschikbare transportcapaciteit kunnen versnellen (wachtlIJstmanagement).
4. Het is belangrijk dat er in de regulering voldoende aandacht blijft voor de benuttingsefficiëntie en mogelijkheden voor dynamische efficiëntie (innovatie).
5. De sturing op kwaliteit blijkt ook niet voldoende transparant te zijn voor de toezichthouder; een kwaliteitsplan lijkt wenselijk.

5. De rekening anders verdelen

- Door de grootschalige investeringen stijgen de netbeheerkosten voor elektriciteit van krap 7 miljard euro in 2024 naar 20 miljard euro in 2040. Het gevolg is dat de nettarieven voor alle gebruikers stijgen, in een range van 4,8% (groot industrieel bedrijf) tot 6,7% (klein zakelijk en huishoudens) per jaar.
- Voor een gemiddeld huishouden betekent dat een stijging van het huidige niveau van bijna 400 euro naar ruim 1.100 euro per jaar in 2040.¹¹⁴
- Bij ongewijzigd beleid zijn de netkosten voor alle gebruikers in 2040 twee tot drie keer zo hoog. Bijzondere aandacht is nodig voor huishoudens die in energiearmoede leven en energie-intensieve bedrijven die moeite hebben internationaal te concurreren.
- Nettarieven gedifferentieerd naar tijd en volume sluiten beter aan bij het principe dat de kosten worden gedragen door degenen die ze veroorzaken en leiden bovendien tot een efficiënter netgebruik.
- Door het vlakke capaciteitstarief voor kleingebruikers te vervangen door een gedifferentieerd tarief gaan huishoudens met een lager dan modaal inkomen er het vaakst en het meest op vooruit ten opzichte van de verdeling in het huidige systeem.
- Ook een invoedingstarief verlaagt de netbelasting, dempt aanbodpieken en doet de netkosten op termijn dalen, maar vraagt om flankerend beleid voor de productie van duurzame energie. Voordeel is dat buitenlandse afnemers indirect meebetalen.
- Er zijn verschillende mogelijkheden om de energierekening te dempen. In de eerste plaats met interventies om de sterk stijgende investeringsopgave bij te buigen (hoofdstuk 3).
- Vervolgens kan het kabinet ervoor kiezen om de resterende rekening (deels) anders te verdelen tussen en binnen generaties door: (1) een subsidie te verstrekken aan netbeheerders of de kosten anders in de tijd te verdelen; (2) gebruikers “onder de streep” gericht te compenseren; en (3) kosten internationaal te delen.
- Ook de financieringsbehoefte van netbeheerders neemt fors toe, waardoor het de vraag is of de huidige financieringssystematiek nog doelmatig is. Het afgeven van een Rijksgarantie aan TenneT of - verdergaand - een model waarin alleen het Rijk voorziet in de behoefte van TenneT aan vreemd vermogen, kan de financieringskosten drukken. Ook de financiering van regionale netbeheerders vraagt om scherpere keuzes.

De verzwarende, uitbreiding en betere benutting van het elektriciteitsnet is meer dan techniek; het is ook een maatschappelijk vraagstuk. Het gaat om de verhouding tussen de *insiders*, die al een goede aansluiting hebben met veel vrijheid in gebruik, en de *outsiders*, die op de wachtlijst staan voor extra transportcapaciteit. Het gaat om wie van de gebruikers zich in welke mate moet en kan aanpassen om het net beter te benutten vanuit het perspectief van de samenleving. En om wie de rekening betaalt van de olopemde investeringen en kosten, en welk effect dat heeft op de voortgang van de energietransitie. Een maatschappelijk vraagstuk vraagt om een maatschappelijke weging en een politiek besluit. Daarbij geldt: geen keuze is ook een keuze. Zonder aanvullend beleid stijgt de rekening voor iedereen.

¹¹⁴ Prijspeil 2024, inclusief btw, bij gelijkblijvend verbruik.

Dit hoofdstuk gaat over de bekostiging en financiering van de (investerings)uitgaven, de verdeling van de lasten en de mogelijkheden om de energierekening betaalbaar te houden voor burgers, instellingen en bedrijven. De volgende vragen komen aan bod:

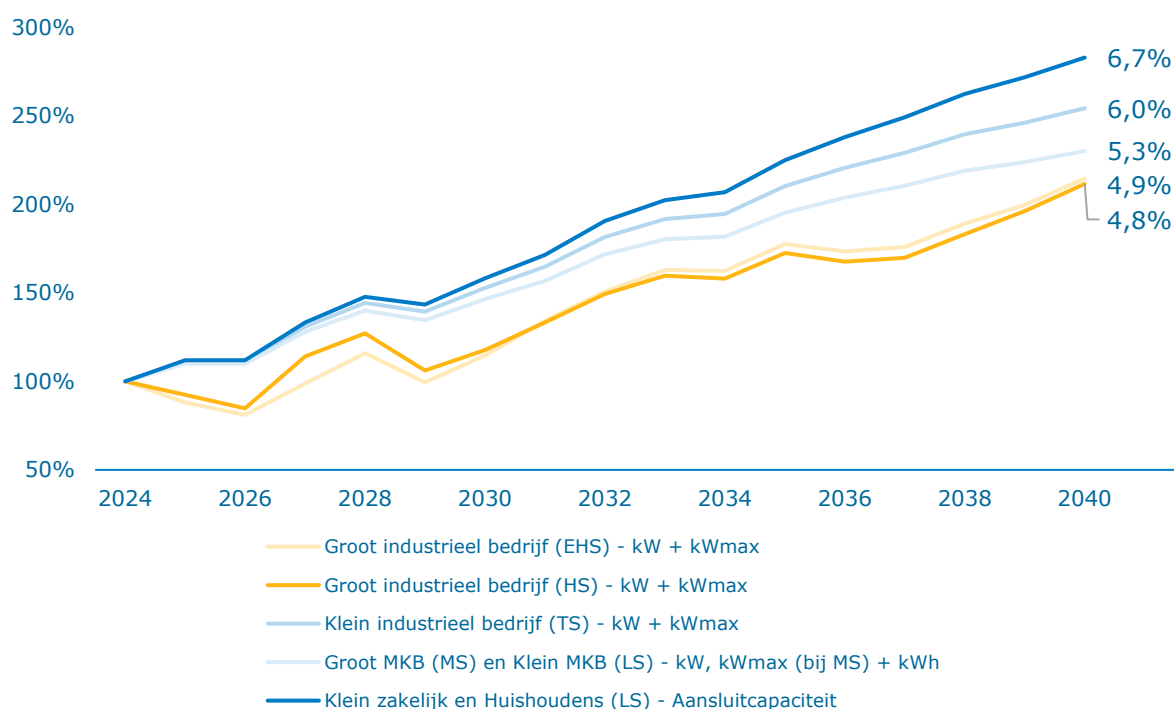
- Hoe ontwikkelen de tarieven zich in de huidige systematiek (5.1)?
- Hoe worden de netkosten over eindverbruikers verdeeld bij ongewijzigd beleid (5.2)?
- Hoe ontwikkelt de energierekening zich voor verschillende eindgebruikers (5.3)?
- Wat zijn mogelijke aanpassingen in de nettariestructuur (5.4)?
- Wat zijn de mogelijkheden om de rekening anders te verdelen (5.5)?
- Hoe kunnen de financieringskosten van netbeheerders worden verlaagd (5.6)?

Het hoofdstuk sluit af met de beleidsopties die bij dit hoofdstuk horen (5.7).

5.1 De ontwikkeling van de tarieven in de huidige systematiek

De tariefregulering bij gas en elektriciteit heeft tot circa 2020 een dempend effect gehad op de netkosten. Dat is de belangrijkste conclusie in een recente studie in opdracht van de Algemene Rekenkamer.¹¹⁵ In een relatief stabiele periode van netbeheer heeft tariefregulering baten opgeleverd in de vorm van financiële besparingen. Netgebruikers hebben hiervan geprofiteerd (betaalbaarheid). Tegelijkertijd is de betrouwbaarheid van de netten op peil gebleven voor bestaande klanten (leveringszekerheid). Netbeheerders hebben geïnvesteerd in de kwaliteit van netten, resulterend in een laag storingsniveau. De borging van betaalbaarheid en leveringszekerheid wordt echter steeds lastiger naarmate de investeringen toenemen en er steeds meer volatiele hernieuwbare energie wordt ingevoed op de netten. De transitie is nodig om naar een duurzaam systeem te groeien met minder afhankelijkheid van andere landen.

Figuur 5.1 Prognose nettariëfontwikkeling elektriciteit 2024-2040 (2024 = 100, reëel) per gebruikersgroep
Bron: PwC, 2024



¹¹⁵ CE Delft (2022) *Tariefstelsel energienetten en energietransitie*.

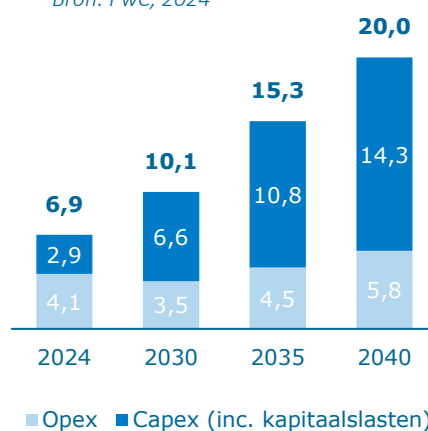
Door de grootschalige investeringen stijgen de nettarieven voor eindgebruikers - bij de huidige systematiek - tot 2040 met 4,8% tot 6,7% per jaar, afhankelijk van de groep.

Het gaat om een reële tariefstijging, dus in prijzen van 2024, los van de algemene inflatie (figuur 5.1). Dat betekent dat de nettarieven in 2040 twee tot drie keer zo hoog zijn als vandaag de dag. In de prognose is uitgegaan van een groei van het aantal netgebruikers. De kosten kunnen dan over een grotere groep worden verdeeld, wat de tariefstijging dempt. Als het aantal gebruikers minder toeneemt, stijgen de tarieven sterker. Omgekeerd geldt dat stijgende netkosten het voor klein- en grootgebruikers duurder maken om te elektrificeren. Voor bepaalde bedrijven geldt bovendien dat ze alleen substantieel zullen elektrificeren in Nederland als de nettarieven over een langere periode voorspelbaar zijn en niet te sterk afwijken van die in het buitenland. Ook huishoudens willen weten waar ze de komende jaren aan toe zijn.

De transitie van een op gas naar elektriciteit gebaseerde samenleving leidt tot bijna een verdrievoudiging van de jaarlijkse netbeheerkosten voor elektriciteit.

Het gaat om een stijging van 6,9 miljard euro per jaar in 2024 tot circa 20 miljard per jaar in 2040 (zie figuur 5.2). Het aandeel van de kapitaalkosten (Capex) in de netbeheerkosten voor elektriciteit neemt toe van 42% in 2024 naar 72% in 2040. Tegelijkertijd dalen in dezelfde periode de netbeheerkosten voor gas (van 2,3 miljard euro per jaar naar 2 miljard per jaar), mede door dalende investeringen. Samengenomen stijgen de netkosten voor gas en elektriciteit naar verwachting van 1% van het bbp in 2024 naar 1,9% van het verwachte bbp in 2040.

Figuur 5.2 Netbeheerkosten voor elektriciteit stijgen in € mld pj reëel
Bron: PwC, 2024



5.2 Verdeling netkosten over eindgebruikers bij ongewijzigd beleid

Als onderdeel van de liberalisering van de energiemarkt werd het leveranciersmodel ingevoerd en gekozen voor één capaciteitstarief voor alle kleingebruikers. Het leveranciersmodel houdt in dat de energieleverancier zowel de kosten van de netbeheerder als de leveringskosten van energie in rekening brengt, inclusief de energiebelasting. Het capaciteitstarief voor kleinverbruik vanaf 2009 was een uniform tarief per netbeheerder en sloot aan bij de vergelijkbare verbruiksprofielen en beperkte belasting van het net. Kleinverbruik betreft huishoudelijk en kleinzakelijk verbruik (aansluitingen tot 3x80 ampère). Destijds was de elektriciteitsvraag stabiel en was netuitbreiding nauwelijks nodig. Het capaciteitstarief bood eenvoud en efficiëntie.¹¹⁶ In 2024 betaalde een gemiddeld huishouden grofweg 400 euro per jaar aan de netkosten van elektriciteit. Voor andere gebruikersgroepen gelden andere tariefstructuren, waarbij wel rekening wordt gehouden met het moment en de intensiteit van het netgebruik. Een uitgebreidere toelichting is opgenomen in bijlage 7.

Nettarieven voor regionale netbeheerders worden bepaald aan de hand van de efficiënte kosten van de sector en worden vervolgens verdeeld over netgebruikers. Dit gebeurt volgens een groot aantal verdeelsleutels, waaronder het 'cascademodel'. Het doel van dit model is om de netkosten toe te rekenen aan verschillende netvlakken of spanningsniveaus, rekening

¹¹⁶ Berenschot (2024). Toelichting op totstandkoming voorgesteld nettatarief.

houdend met een zo kostenreflectief mogelijke verdeling van de netbeheerkosten (zie figuur 5.3). Tarieven worden bepaald door te meten welk deel van de getransporteerde volumes afkomstig is van de afnemers die een directe aansluiting op het betreffende netvlak hebben en welk deel van de afnemers op de onderliggende netvlakken. Zo zijn de kosten van het extrahoogspanningsnet gedeeltelijk doorbelast aan het hoogspanningsnet en onderliggende netvlakken, waardoor afnemers van de regionale netbeheerders bijdragen aan het hoogspanningsnet van TenneT.

Figuur 5.3 Huishoudens betalen in de huidige systematiek ongeveer 58% van de totale netbeheerkosten

Bron: PwC, 2024

Kosten per netvlak	Aangesloten klanten	Aantallen	Toerekening kosten
EHS	Groot industrieel	~ 20	€180 mln (3%)
HS	Industrieel	~ 100	€260 mln (5%)
TS, MS, LS	Kleine industrie	~ 900	€420 mln (8%)
TS, MS, LS	Mkb	~ 70k	€1,4 mld (26%)
TS, MS, LS	Klein zakelijk, huishoudens, laadpalen en lantaarnpalen	~ 11 mln	€3,2 mld (58%)
Totaal*			€5,5 mld (100%)

* Het totaal wijkt af van de eerder beschreven netbeheerkosten van €6,9 miljard door T-1 en T-2 reguleringseffecten en aansluitvergoedingen.

Verder onderzoek is nodig om vast te stellen of de verdeling van de netbeheerkosten over de verschillende gebruikers door de transitie nog steeds kostenreflectief is.

De nettarieven verschillen tussen gebruikersgroepen. Gebruikers die aangesloten zijn op een lager spanningsniveau betalen via regionale netbeheerders mee aan de kosten voor de hogere spanningsniveaus. De zware industrie betaalt het andere deel van de kosten van het hoogspanningsnet van TenneT. Ze betalen andersom niet mee aan de kosten van de regionale elektriciteitsnetten, aangezien zij geen gebruik maken van dit net. Vrijwel alle elektriciteit werd voorheen opgewekt op de hogere netvlakken, waardoor er enkel elektriciteit van hoge naar lage netvlakken werd getransporteerd. De transitie brengt hier echter enige verandering in, omdat elektriciteit steeds vaker op de lagere netten wordt ingevoerd. Op momenten met veel lokale opwek kan het voorkomen dat op lagere netvlakken opgewekte elektriciteit via hoger gelegen netvlakken in Nederland verbruikt wordt. Met de huidige systematiek betalen gebruikers op het laagspanningsnet (klein zakelijk, huishoudens, laadpalen en openbare verlichting) ongeveer 58% van de totale netbeheerkosten. Een logische vraag is dan ook of deze verdeling – rekening houdend met het verbruik en de netwerkkosten per MWh van de verschillende gebruikersgroepen – gedurende de transitie nog kostenreflectief is. De ACM wil dit nader onderzoeken.

De investeringskosten worden niet alleen tussen gebruikersgroepen verdeeld, maar ook over huidige en toekomstige eindgebruikers.

De lopende kosten worden direct omgeslagen over huidige gebruikers aangezien deze kosten samenhangen met het huidige gebruik en de

huidige gebruikers er ook direct profijt van hebben. Bij de investerings- en financieringskosten wordt rekening gehouden met de technische levensduur van de infrastructuur, die kan variëren van 20 tot 40 jaar. Deze rekening wordt vanaf de activatie van een investering via een normale lineaire afschrijving verdeeld over de gebruikers in de komende 20 tot 40 jaar. Dit betekent dat netgebruikers vandaag betalen voor investeringen die de afgelopen 20 tot 40 jaar tot en met nu zijn gedaan en dat toekomstige uitbreidingen en verbeteringen de komende 20 tot 40 jaar doorwerken in de tarieven. In dit model is dus sprake van een op reguliere afschrijvingstermijnen gebaseerde spreiding in het doorbelasten van investeringen in de jaarlijkse nettatarieven.

In de energietransitie betalen huidige netgebruikers tijdelijk relatief hogere netkosten.

Dit komt doordat de benodigde netwerkcapaciteit per gebruiker, het aantal gebruikers, de kosten voor de infrastructuur én de volumes naar verwachting allemaal toenemen, maar niet in hetzelfde tempo. Deze ontwikkeling is inherent aan een transitie waarbij het efficiënt is om nieuwe infrastructuur (deels) te dimensioneren op toekomstig verbruik. Zo wordt voorkomen dat er steeds weer verzwaringen nodig zijn. Dit speelt bijvoorbeeld een rol bij wind op zee, waar grote hoeveelheden nieuwe capaciteit in één keer worden aangesloten en bij industriële clusters waar verzwaring deels wordt gedaan met het oog op toekomstige elektrificatie. Maar ook in de gebouwde omgeving worden netverzwaringen gedimensioneerd op de verwachte toekomstige toename van elektriciteitsconsumptie. Zo ontstaat een situatie waarin de totale netkosten per gebruiker tijdelijk, maar wel voor een langere periode, hoger komen te liggen dan in het eindbeeld wanneer het elektriciteitsverbruik volledig is doorgegroeid.

5.3 Ontwikkeling energierekening verschillende eindgebruikers

Bij het huidige beleid neemt de totale Nederlandse energierekening van burgers en bedrijven toe van 38,5 miljard euro in 2024 naar 70,3 miljard in 2040 (prijzen 2024). Dit is een toename van circa 3,8% per jaar. Deze prijzen zijn gebaseerd op de Klimaat- en Energieverkenning (KEV) 2024 van het PBL, waarbij geldt dat de energieprijzen van de KEV een raming zijn en grote onzekerheid kennen.¹¹⁷ Voor eindgebruikers is de totale energierekening van belang. De totale Nederlandse rekening voor gas en elektriciteit voor bedrijven en huishoudens bestaat uit netbeheerkosten (+12,7 miljard euro tussen 2024 en 2040), leveringskosten (+11,2 miljard euro), en belastingen (+7,9 miljard euro, inclusief btw¹¹⁸, energiebelasting en belastingvermindering). De energierekening van bedrijven en huishoudens gaat steeds meer uiteenlopen door verschillende keuzes en omstandigheden rondom wel of niet elektrificeren, isoleren of duurzaam opwekken. De stijging van elektriciteitskosten voor huishoudens, instellingen en bedrijven komt door een verandering in de energiemix (minder aardgas- en meer elektriciteitsverbruik) in combinatie met een hoger leveringstarief (de marktprijs die een leverancier betaalt voor stroom) van elektriciteit ten opzichte van gas. Mede door de hogere leverings- en netbeheerkosten waar btw over wordt berekend, neemt ook de belastingsom toe. De kosten van de infrastructuur moeten worden gezien in het licht van de gehele transitie. De kosten gaan deels verschuiven. Zo wordt minder geld uitgegeven aan fossiele energiedragers zoals olie, bijvoorbeeld door elektrisch transport.

Wat de elektriciteitsrekening betreft, worden kleingebruikers geconfronteerd met een sterkere stijging (circa +4,3% per jaar) dan grootgebruikers (+1,7-2,2%). Daarmee neemt het aandeel van netkosten in de elektriciteitsrekening van een *gemiddeld* huishouden toe

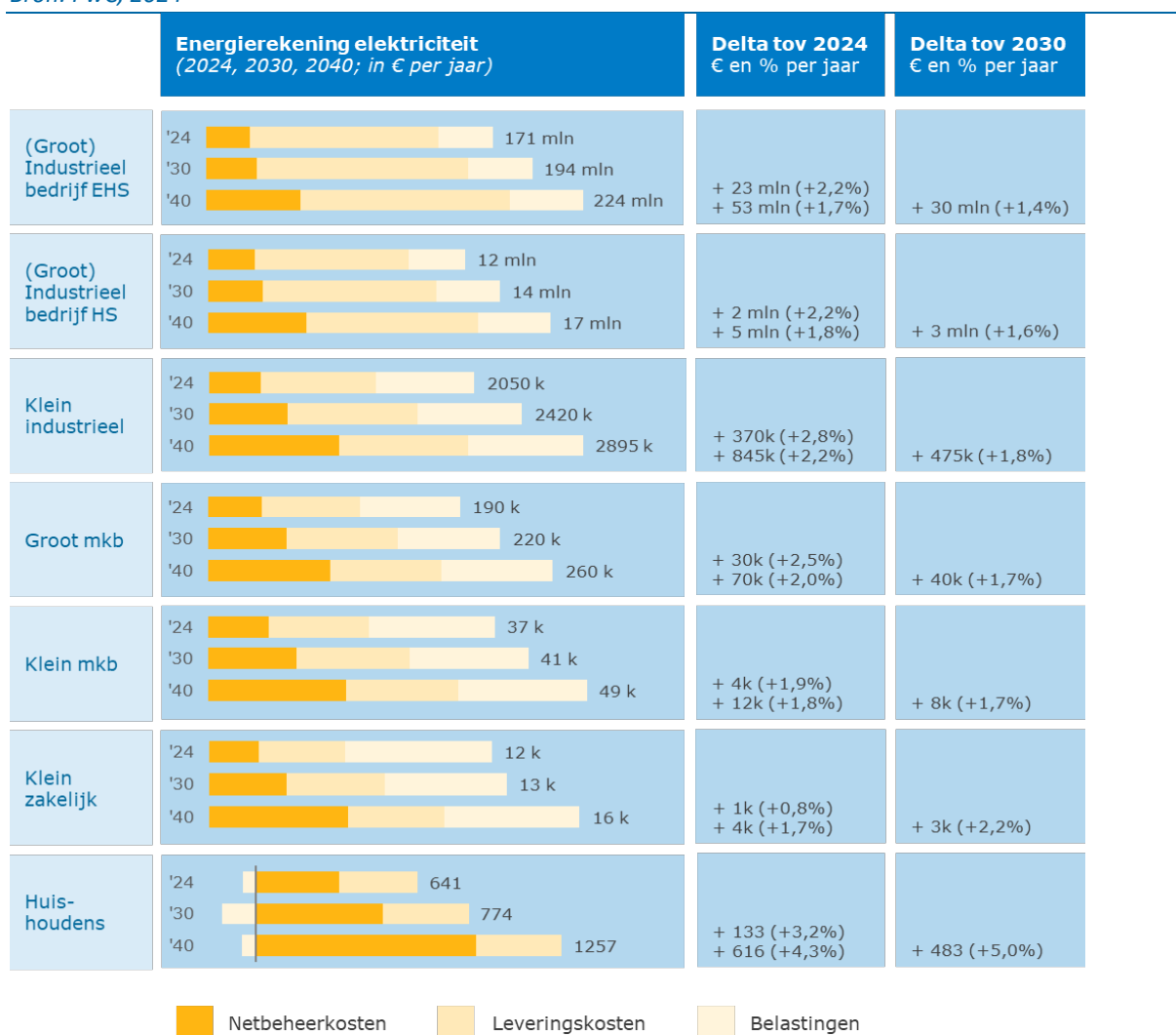
¹¹⁷ Aangezien de PwC-studie niet heeft gerekend met de verschillende prijsscenario's van de KEV is er geen interval vast te stellen van de stijging van de energierekening. In de door PwC-berekende prijzen is ook geen rekening gehouden met lager verbruik door verduurzaming, zoals wel in de KEV wordt meegenomen. Lager verbruik dempt de oploop van de rekening.

¹¹⁸ Voor zowel huishoudens als bedrijven. Een groot deel van de bedrijven kan - afhankelijk van verrichte activiteiten - de btw aftrekken.

van 56% in 2024 naar 75% in 2040; voor andere groepen is het aandeel van de netkosten kleiner (figuur 5.4). Waar in 2024 een gemiddeld huishouden 390 euro betaalde aan netbeheerkosten voor elektriciteit, kan dit in 2030 en 2040 oplopen tot circa 620 respectievelijk 1.100 euro.¹¹⁹ De belasting bestaat uit de leveringskosten (via energiebelasting en btw) en de netbeheerkosten (via btw). Voor huishoudens is de belasting op de elektriciteitsrekening negatief, doordat de vermindering elektriciteitsbelasting groter is dan de som van de energiebelasting en btw. De totale belastingssom voor huishoudens op de gas- en elektriciteitsrekening is niet negatief. Niet elke eindverbruiker ervaart dezelfde stijging omdat deze afhangt van de mate van verduurzaming, het energieverbruik en het type warmtevoorziening. Bovendien is het onwaarschijnlijk dat het energieverbruik constant blijft tussen 2024 en 2040, zoals in de projecties wordt aangenomen.

Hierna worden twee specifieke groepen netgebruikers uitgelicht: huishoudens van wie de bestaanszekerheid onder druk staat en grote bedrijven die blootstaan aan internationale concurrentie. Dat laat onverlet dat ook andere netgebruikers geconfronteerd worden met fors stijgende nettarieven. Veel beleidsopties hebben betrekking op alle groepen.

Figuur 5.4 Ontwikkeling van de **elektriciteitsrekening** tussen 2024-2040 voor verschillende eindgebruikers
Bron: PwC, 2024



¹¹⁹ Bij gelijkblijvend energiegebruik, prijspeil 2024, inclusief btw. Figuur 5.4 bevat de netbeheerkosten exclusief btw en inclusief meters. Voor huishoudens gaat het om 358 euro in 2024, 546 euro in 2030 en 948 euro in 2040. De btw is verwerkt in de belastingssom.

Volgens de Monitor Energiearmoede van CBS en TNO waren er in 2023 naar schatting 396 duizend energiearme huishoudens, 70 duizend meer dan in 2022. Het gaat om huishoudens met een laag inkomen in combinatie met hoge kosten voor gas en elektriciteit of een woning met een lage energetische kwaliteit (4,8% van alle huishoudens). Daarvan is sprake als een woning slecht te verwarmen is en/of er geen mogelijkheden zijn om energie op te wekken. Een laag huishoudensinkomen is maximaal 30% hoger dan de lage inkomensgrens. TNO schat in dat er zonder de energietoeslag en het tijdelijk prijsplafond in 2023 circa 885 duizend huishoudens (10,7%) in energiearmoede hadden verkeerd. Dit laat zien dat een relatief grote groep huishoudens kwetsbaar is voor een stijgende energierekening. Naar verwachting zal bij ongewijzigd beleid het aantal huishoudens in energiearmoede dus toenemen. In het Energiebesluit onder de Energiewet wordt een nationale definitie van energiearmoede opgenomen die verwijst naar de Europese richtlijn. Ook is hierin wettelijk vastgelegd dat er een jaarlijkse monitor verschijnt over de ontwikkeling van energiearmoede in Nederland.

De ondersteuning van huishoudens loopt langs drie wegen: (1) energiebesparing en verduurzaming van woningen; (2) aanvullend beleid zoals algemeen koopkrachtbeleid, inkomensondersteuning; of (3) gerichte ondersteuning op de energierekening.

Energiebesparing en verduurzaming zijn de structurele oplossing voor energiearmoede. Deze verlagen het energieverbruik. Voorbeelden zijn het Nationaal Isolatieprogramma (NIP), het Warmtefonds en de regelingen voor de Stimulering van Aardgasvrije Huur (SAH). Voor de periode 2026-2032 kan Nederland bovendien aanspraak maken op 720 miljoen euro via het *Social Climate Fund* (SCF) voor kwetsbare huishoudens en micro-ondernemingen. Hoewel het SCF gericht is op het steunen van kwetsbare groepen is nog niet duidelijk hoe het fonds wordt ingezet. Het fonds is onderdeel van het 'Fit for 55'-pakket van de Europese Commissie. Nederland kan daarvoor tot juli 2025 een Sociaal Klimaatplan indienen. Naast verlaging van het energieverbruik, kunnen huishoudens ook financieel worden ondersteund bij het betalen van de energiekosten. In algemene zin geldt dat een hogere energierekening doorwerkt in de inflatie en zo wordt meegewogen in de koopkrachtbesluitvorming. Huishoudens krijgen op dit moment primair via die weg compensatie. Deze compensatie is echter niet specifiek gericht op kwetsbare huishoudens met energiearmoede, vanwege de verschillen binnen deze doelgroep. Generieke maatregelen kunnen lopen via onder meer de energiebelasting of een andere vorm van vaste compensatie. Nadeel is dat deze compensatie in principe bij iedereen terechtkomt, ook huishoudens (en eventueel bedrijven) die geen compensatie nodig hebben. Daarnaast kunnen aanvullende gerichte maatregelen overwogen worden, zoals een sociaal leveringstarief of een publiek energiefonds. Paragraaf 5.5 gaat nader in op de mogelijkheden om de stijgende energierekening te dempen.

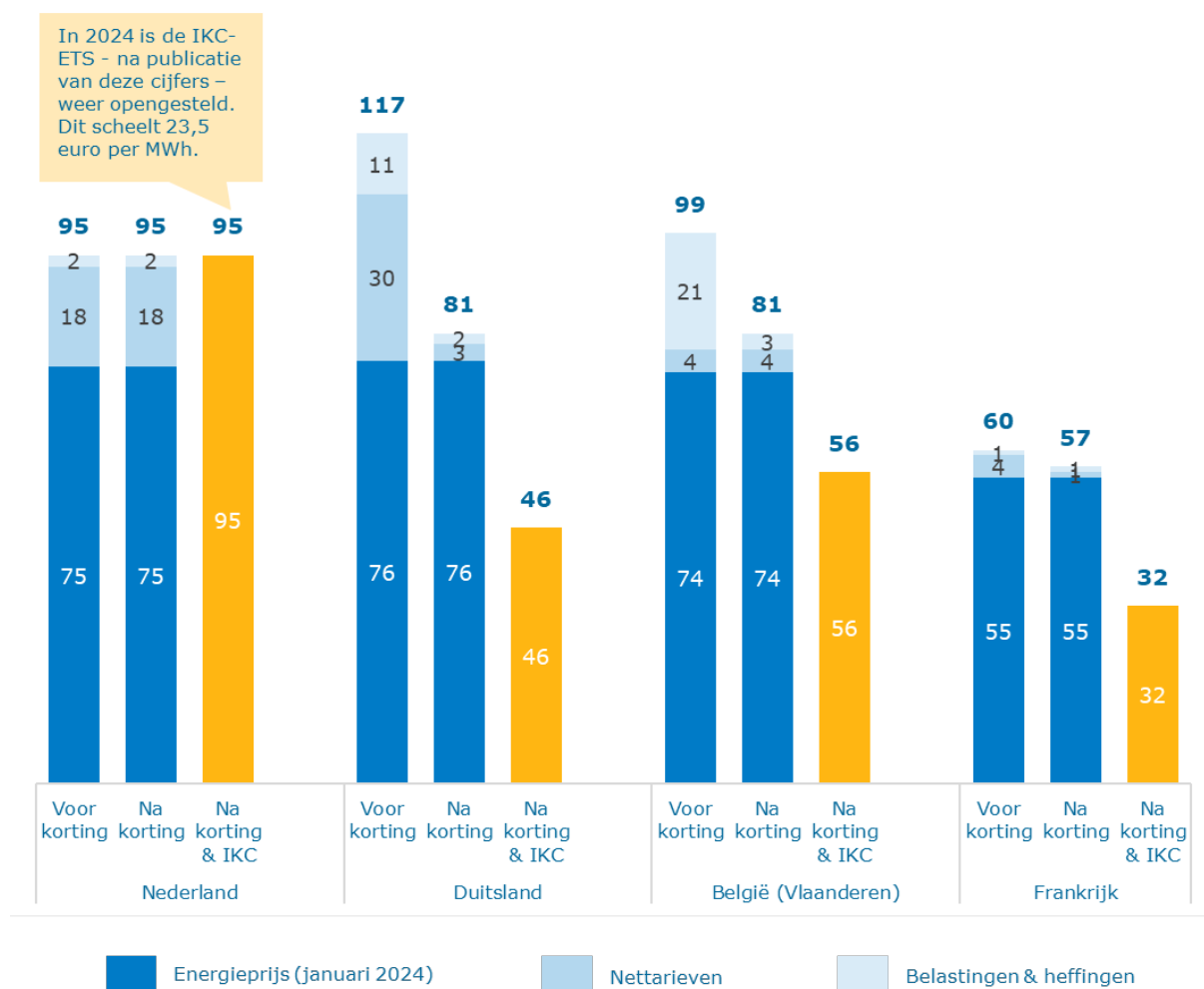
De concurrentiepositie van Nederlandse bedrijven staat nu al onder druk door de hoge energierekening. Dit komt *niet* door de nettarieven maar door kortingen van andere overheden en verschillen in belasting(voordelen). Idealiter is er in de EU een gelijk speelveld, zodat bedrijven onderling eerlijk kunnen concurreren. Volgens een rapport van E-Bridge (2024) betaalden Nederlandse industriële grootverbruikers in 2024 onder de streep 14-63 euro per MWh meer voor elektriciteit dan hun concurrenten in België, Duitsland en Frankrijk (circa 95 versus 32-81 euro per MWh, zie figuur 5.5).¹²⁰ Tegelijkertijd waren de elektriciteitskosten in dat jaar vóór belastingvrijstellingen, kortingen op netkosten en indirecte kostencompensatie (IKC-ETS) in Nederland lager (95 euro per MWh) dan in Duitsland (117 euro per MWh) en België (99 euro per MWh). Alleen in Frankrijk zijn de bruto kosten lager dan in Nederland (59 euro per MWh) vanwege het grote aandeel kernenergie in de Franse energiemix. In Duitsland, Frankrijk en België ontvangen bedrijven indirecte kostencompensatie (IKC-ETS). E-Bridge verwacht wel dat richting

¹²⁰ E-bridge (2024). *Electricity cost assessment for large industry in the Netherlands, Belgium, Germany and France.*

2030 de indirecte kostencompensatie afneemt. De IKC-ETS is in de EU ingesteld om internationaal concurrerende industrie te compenseren voor de kostentoeename van elektriciteit door het EU-ETS en om een gelijk speelveld te borgen met landen buiten Europa. Toepassing ervan wordt aan de lidstaten gelaten. In Nederland is de IKC-ETS in 2023 afgeschaft en eenmalig opnieuw opengesteld in 2024. Verder heeft de ACM de volumecorrectieregeling (VCR) in Nederland afgeschaft, terwijl andere landen nog wel grootverbruikerskortingen en kortingen voor bijvoorbeeld elektrolyzers en energieopslag kennen of recent hebben ingevoerd (Denemarken).

Figuur 5.5 Elektriciteitskosten voor industriële grootverbruikers in 2024 in euro per MWh

Bron: E-Bridge, 2024



De kosten in Nederland liggen deels hoger dan in buurlanden, omdat de benodigde investeringen in het net in verhouding tot de stroomvraag aanzienlijk groter zijn.

Nederland heeft, met name voor wind op zee, hoge ambities die daadwerkelijk worden ingevuld. In België wordt bijvoorbeeld minder geïnvesteerd en gaat E-Bridge uit van een aanbodtekort in 2030. Nederland maakt dus kosten, maar daar tegenover staat maatschappelijk kapitaal: activa die 20 tot 40 jaar meegaan voor het functioneren van de economie en samenleving. Andere landen moeten deze investeringen later doen of minder robuuste infrastructuur accepteren.

Een actief verduurzamingsbeleid kan de concurrentiekracht van de Europese industrie ondersteunen, maar er blijft op dit punt een kloof met de VS en China.¹²¹ In opdracht van *Business Europe*, de koepelorganisatie van ondernemingsorganisaties, heeft *Compass Lexecon* een toekomstverkenning opgesteld, gegeven de doelstelling “net zero in 2050”. In het *managed transition* scenario liggen de groothandelsprijzen voor elektriciteit in 2050 op een vergelijkbaar niveau als in 2025 na enige stijging in tussenliggende decennia. Dit scenario vereist internationale samenwerking en veel investeringen in de productie van hernieuwbare energie en waterstof op de meest efficiënte locaties. Daarnaast wordt uitgegaan van geen verdere vertraging in de verduurzaming van de gebouwde omgeving en worden de netwerken voor het transport van stroom en waterstof versterkt en uitgebreid. In het alternatieve *frustrated transition* scenario liggen de kosten ongeveer 30% hoger, waardoor Europa nog minder concurrerend wordt dan de VS en China in de huidige situatie. De denktank Bruegel is optimistischer en verwacht dat de transitie naar schone, binnenlands geproduceerde energie uiteindelijk tot lagere energieprijzen kan leiden. Niet meebewegen in de transitie wordt bovendien steeds duurder en nieuwe technologieën zullen de transitie goedkoper maken. De prijsverschillen met China en de VS zullen wel grotendeels blijven bestaan, al merkt Bruegel op dat deze landen veel meer stroomstoringen kennen dan EU-landen en deze aanzienlijke kosten voor bedrijven met zich meebrengen. Ook pleit de denktank voor meer Europese afstemming rond investeringen en systeemintegratie.¹²²

In het Draghi-rapport wordt voorgesteld de energiekosten te verlagen voor bedrijven die blootstaan aan internationale concurrentie. Dat kan doordat energieleveranciers lagere prijzen in rekening brengen bij dergelijke bedrijven, door als overheden de opbrengsten van het ETS en het *Carbon Border Adjustment Mechanism* (CBAM) in te zetten voor de transitie van energie-intensieve bedrijven en fossiele subsidies om te vormen naar investeringen in de energietransitie. Daarnaast bepleit Draghi EU-brede afspraken te maken over een maximum voor belastingen, heffingen en nettarieven, de beperking van (unilaterale) interventies op de energieprijzen, harmonisatie van de EU-tariefmethodologie en over de nationale steun om energieprijzen te verlagen. Nog verdergaand wordt in het rapport gepleit voor het ontwikkelen van de noodzakelijke governance voor een Energie-Unie, onder andere door centraal toezicht over alle processen en besluitvorming over grensoverschrijdende projecten te organiseren. In opvolging van het Draghi-rapport heeft de Europese Commissie eind februari 2025 de *Clean Industrial Deal* en ook het *Affordable Energy Action Plan* gepresenteerd. Hier wordt ook nader in gegaan op sommige voorstellen die in het Draghi-rapport zijn gedaan, zoals een *guidance* voor het harmoniseren van de EU-tariefmethodologie.

De overheid stimuleert bedrijven in de transitie met meerdere instrumenten, zoals: (1) generieke en gerichte subsidies, (2) beprijzing, (3) normering en (4) beleid om randvoorwaarden op orde te brengen. Zo kunnen bedrijven van meerdere generieke subsidies gebruikmaken. Bedrijven die grootschalig hernieuwbare energie opwekken of CO₂-uitstoot verminderen, kunnen subsidie krijgen uit de Stimulering Duurzame Energietransitie en Klimaattransitie (SDE++). In 2024 is 11,5 miljard euro budget beschikbaar gesteld voor alle sectoren samen. Ook de regelingen Nationale Investeringsregeling Klimaatprojecten Industrie (NIKI, 240 miljoen euro in 2024), de Versnelde Klimaatinvesteringen Industrie (VEKI, 125 miljoen euro in 2024), en de Demonstratie Energie- en Klimaatinnovatie (DEI+ en DEIXL, 142 miljoen euro) helpen bij het opschalen van projecten, het uitrollen van bewezen CO₂-reducerende technologie en het demonstreren van innovaties. De (meerjarige) financiering hiervoor komt deels uit het Klimaatfonds. Gerichte maatwerkafspraken met de 10 tot 20 grootste industriële uitstoters

¹²¹ *Business Europe* (2024). *Energy and climate transition: How to strengthen the EU's competitiveness*.

¹²² *Bruegel* (2024). *Decarbonising for competitiveness: four ways to reduce European energy prices*.

moeten de verduurzaming versnellen. Nobian, een producent van zout en essentiële chemicaliën, maakte in 2024 als eerste bedrijf een bindende afspraak. In het Klimaatfonds zijn middelen vrijgemaakt voor de maatwerkafspraken naast middelen voor de opbouw van het energiesysteem en voor de productie van hernieuwbare energie en CO₂-reducerende technieken waar ook deze bedrijven gebruik van kunnen maken. Fiscale instrumenten - zoals de energiebelasting op gas en elektriciteit, de belastingvermindering, EU-ETS en de CO₂-heffing - kunnen bedrijven verder prikkelen om te verduurzamen; een lagere energiebelasting op elektriciteit belooft elektrificatie, terwijl een hogere energiebelasting op gas fossiel energieverbruik duurder maakt. Verder kan de overheid normen introduceren om bedrijven te verplichten voor een bepaalde datum aan vereisten te voldoen (denk aan de bijmengverplichting voor groen gas). Ook brengt de overheid randvoorwaarden op orde door het verlagen van regeldruk, het versnellen van vergunningverlening en het maken van internationale afspraken rond minimale belastingen voor een gelijk speelveld. Box 5.1 gaat nader in de ontwikkeling van de economische structuur in het licht van de energietransitie.

Box 5.1 - Industrie en de economische structuur van Nederland

De economische structuur zal veranderen door de energietransitie, wat gepaard gaat met aanpassingskosten. Deze beweging is al volop gaande en wordt in toenemende mate gedreven door de markten en mogelijkheden van de technologie. De economische structuur van Nederland heeft zich mede gevormd tegen de achtergrond van Nederlands geografische positie en de beschikbaarheid van goedkoop aardgas. De huidige grootste energiegebruikers in Nederland - TATA (kolen) en de petrochemie (olie) - waren echter al gevestigd in Nederland vóór de ontdekking van het aardgasveld in Slochteren. Het aardgasverbruik van de Nederlandse industrie is dan ook redelijk beperkt en wijkt niet veel af van andere regio's met dezelfde structuur en geografie zonder eigen aardgasproductie. Nederland gebruikt wel (nog) veel gas voor elektriciteitsproductie. Ook huishoudens hebben decennialang geprofiteerd van de aanwezigheid van goedkoop gas, waardoor de gebouwde omgeving relatief veel gas gebruikt. Nederland beschikt ten opzichte van België, Duitsland en veel andere Europese landen over veel (ondiep) Noordzee-oppervlak, wat een voordeel is voor windenergie. Tegelijkertijd creëert goedkopere zon- en windproductie elders lagere prijzen, ook voor consumenten in Nederland. Het is niet vanzelfsprekend dat Nederland in de transitie de huidige comparatieve voordelen behoudt.¹²³ Hier zijn verschillende studies naar gedaan. Een selectie wordt hieronder uitgelicht. Het gaat uiteindelijk om de vraag: welke economie wil Nederland zijn en wat vraagt dat van beleid?

CE Delft concludeert in een studie in opdracht van Natuur en Milieu dat "een groot deel van de industrie zal kunnen blijven bestaan in haar huidige vorm, mits de productie-installaties worden omgebouwd zodat het proces fossielvrij wordt. De focus verschuift hierbij van basisindustrie naar minder energie-intensieve vormen van industrie, zoals de maakindustrie, recycling en de industrie voor voedingsmiddelen. Halffabricaten worden dan meer geïmporteerd. Ook de productie van hoogwaardige materialen en goederen die te zwaar en dus te duur zijn om over lange afstanden te transporteren zal nog goed in Nederland kunnen plaatsvinden."

¹²³ Schellekens B. en R. Fernandez, ESB (2024). *Energie wordt in Nederland te duur voor staalproductie.*

Schellekens en Fernandez (2024)¹²⁴ stellen dat de Nederlandse energie-intensieve basisindustrie weinig toekomstperspectief heeft, aangezien energie in Nederland structureel duurder is dan in andere landen. De energie-intensieve basisindustrie gebruikt meer dan een derde van de Nederlandse energie en zorgt voor een grote en toenemende belasting van het krappe elektriciteitsnet. Volgens de auteurs gaat het nieuwe wereldwijde energielandschap de locatie van de basisindustrie bepalen. Zelfs met steun van de overheid verwachten de auteurs dat de energie-intensieve basisindustrie op termijn grotendeels uit Nederland verdwijnt naar regio's met zowel klimatologische als geologische voordelen. Bedrijven in bijvoorbeeld Spanje en Noorwegen hebben naarmate de verduurzaming vordert goedkopere toegang tot elektriciteit, omdat de Levelised Cost of Electricity minimaal 15% lager ligt.^{125 126}

Het PBL wijst erop dat "verplaatsing van industrie naar buiten de EU omdat elders goedkoper en efficiënter emissievrij geproduceerd kan worden waarschijnlijk pas op de langere termijn optreedt."¹²⁷ Als bestaande energie-intensieve industrie zich elders vestigt, draagt dit bovendien niet bij aan het bereiken van internationale klimaatdoelen. Daar komt bij dat Nederland het geografische voordeel van de ligging aan zee behoudt en daarmee ook een aantrekkelijk land is voor de import en verwerking van de energiedragers en grondstoffen van de toekomst (waterstof, ammoniak, bio-grondstoffen).

Ook Sustainable Industry Lab (SIL)¹²⁸ beschrijft dat de transitie van de basisindustrie uitdagend is, maar Nederland een flinke basisindustrie kan behouden door de ligging aan de Noordzee en het netwerk van industriële bedrijven, toeleveranciers en kennisinstellingen.¹²⁹ Door de ligging aan de monding van de grote rivieren van Noordwest-Europa, blijft Nederland een knooppunt van mondiale materiaalstromen en daarmee een logische plek voor de vestiging van basisindustrie. De processen in de huidige basisindustrie zijn ontworpen op basis van een overvloed aan energie. Voor duurzame energie leggen de techniek, het ruimtebeslag en de beschikbaarheid van materialen grote beperkingen op. Nu al zijn de ruimtelijke inpassing en de beschikbaarheid van sommige metalen knelpunten. Duurzame energie is dus een schaars goed. De industrie moet daarom haar productieprocessen anders inrichten, rekening houdend met die schaarste. Met de ambities voor de aanleg van windenergie op zee, aangevuld met zon-op-dak, zou er volgens SIL voldoende hernieuwbare energie moeten zijn om de samenleving inclusief groene basisindustrie draaiende te houden.

5.4 Invoering van gedifferentieerde nettarieven en invoedingstarief

Deze paragraaf bevat twee aanpassingen in de nettariestructuur die de ACM kan doorvoeren. De aanpassingen borgen dat diegenen die kosten veroorzaken deze ook betalen en dat het net beter wordt benut: (1) een aanpassing van het capaciteitstarief naar een gedifferentieerd tarief voor kleinverbruikers; en (2) een invoedingstarief dat producenten betalen voor het leveren van

¹²⁴ Schellekens B. en R. Fernandez, ESB (2024). *Maak ruimte voor de toekomst en bouw energie-intensieve basisindustrie af.*

¹²⁵ PwC (2024). *The future of energy-intensive industry in Northwestern Europe: A balancing act.*

¹²⁶ Ecorys (2022). *Afhankelijkheid toekomstige concurrentiepositie van de industrie van energieprijzen.*

¹²⁷ PBL (2024). *Trajectverkenning klimaatneutraal 2050.*

¹²⁸ *Een partnerschap tussen wetenschap, industrie, overheid en maatschappelijke partners.*

¹²⁹ Sustainable Industry Lab (2023). *Groene keuzes voor de Nederlandse basisindustrie.*

stroom. Er hoeft niet gekozen te worden; beide instrumenten kunnen elkaar zelfs versterken. In de volgende paragraaf komt nog een derde aanpassing aan de orde, namelijk buitenlandse gebruikers laten betalen voor de transportkosten over het Nederlandse net. Dat vraagt om vormen van kostendeling in internationaal verband; een speciaal buitenlandtarief is onder de huidige EU-wetgeving niet mogelijk.

Het huidige tariefstelsel sluit voor kleingebruikers steeds minder goed aan op het principe dat de kosten worden gedragen door degenen die ze veroorzaken.¹³⁰ Door de energietransitie ontstaat – bij de huidige systematiek – een verdeling van de kosten die steeds minder overeenkomt met de daadwerkelijke belasting van het elektriciteitsnet. Het gaat om verschillende verdelingen *binnen* en *tussen* gebruikersgroepen. Waar de verschillen in netbelasting tussen huishoudens voorheen beperkt waren omdat vrijwel alle huishoudens zowel een gas- als elektriciteitsaansluiting hadden en voornamelijk gas gebruikten voor verwarming, zorgen ontwikkelingen zoals elektrisch vervoer, zonnepanelen, warmtepompen en de overstap op warmtenetten nu voor grote variaties in het netgebruik. Het capaciteitstarief resulteert in een kostenverdeling waarbij sommige huishoudens relatief veel bijdragen aan de netkosten, terwijl andere juist relatief weinig betalen voor de kosten die ze veroorzaken. Dat is niet doelmatig en kan als onrechtvaardig worden ervaren, temeer omdat netkosten een steeds groter deel van de energierekening vormen.

Het is wenselijk om de tariefstructuren kostenreflectiever te maken én te sturen op het gedrag van eindgebruikers. Een nettatarief per aangeslotene op basis van tijd en volume (in plaats van capaciteit) leidt tot een afvlakking van het piekgebruik, waardoor er minder uitbreidingsinvesteringen nodig zijn en de nettarieven minder sterk hoeven te stijgen. Hierbij past een aantal opmerkingen. Ten eerste moet een meer gedifferentieerd tarief begrijpelijk voor eindverbruikers en praktisch uitvoerbaar zijn, wil het effect sorteren. Een helder onderscheid tussen niet te veel verschillende tijdsblokken helpt hierbij. Ten tweede wordt in doorrekeningen veelal aangenomen dat de gevoeligheid voor prijsprykkels beperkt is. Daar valt tegen in te brengen dat prijselasticiteiten vaak op historische patronen zijn gebaseerd met geringe prijsvariatie, weinig kostenbewustzijn en beperkte technologische mogelijkheden. Nieuwe apparatuur, zoals warmtepompen en elektrisch laden, zijn vaak al makkelijker te automatiseren, wat zich vertaalt in een grotere elasticiteit. Er zullen steeds meer mogelijkheden zijn om op prijsprykkels te reageren, door de inzet van bijvoorbeeld batterijen en het gebruik van slimme apparaten en (data)apps die inspelen op prijsmutaties. Er zal met een gedifferentieerd nettatarief, al dan niet in combinatie met dynamische contracten voor de levering van energie (beleids optie 5.3), een nieuwe markt ontstaan van producten en diensten. Dit ontzorgt bedrijven in het benutten van prijsverschillen over de dag heen, met een meer gelijkmatig netgebruik tot gevolg. Ten derde zullen sommige netgebruikers goed kunnen inspelen op prijsprykkels en nieuwe mogelijkheden, maar dit is niet voor iedereen weggelegd. Met name huishoudens met een laag inkomen beschikken vaak niet over een buffer om aan een onverwacht hoge rekening te voldoen. Ook zijn er kwetsbare groepen, zoals mensen die vanwege gezondheidsredenen zijn aangewezen op een constant en intensief energiegebruik. Zorgverzekeraars nemen nu vaak een deel van de energiekosten voor hun rekening; dat zou dan ook voor een (deel van de) stijging van de nettarieven moeten gebeuren.



5.3

Een naar tijd en volume gedifferentieerd nettatarief voor kleinverbruikers prikkelt tot een efficiënter netgebruik, wat kan leiden tot ruimte voor nieuwe aansluitingen en lagere totale netkosten. Nederland is momenteel een van de weinige landen die nog een volledig ongedifferentieerd nettatarief kent. In de meerderheid van westerse landen geldt momenteel

¹³⁰ Berenschot (2024). *Verkenning alternatief nettatariefstelsel kleinverbruik*.

namelijk al een *tijdgebonden time-of-use*-tarief dat tarifeert op kWh en kW, zoals naar voren komt in tabel 5.1. Onderzoeksbureau Berenschot (2024) onderzocht een tijdgebonden kWh-tarief: op momenten van hoge netbelasting is het tarief hoger dan op momenten van lage netbelasting, met een verschillend zomer- en winterschema. Dit nettatarief geldt alleen voor afname en niet voor invoeding. Het onderzoeksbureau concludeert dat dit systeem leidt tot efficiënter netgebruik en op lange termijn tot lagere totale netkosten. De piekbelasting per trafo kan met 3% tot 12% omlaag, waardoor meer woningen en laadpunten kunnen worden aangesloten.

Tabel 5.1 Tijdsgebonden netwerkstarieven (ToU's) in andere, veelal Europese, landen

Bron: Berenschot (2024) en Fluvius (2024)¹³¹

	TOU INTRADAY ¹³²	TOU BLOK (DAG/NACHT/SEIZOEN)	GEEN TOU
kW			Nederland
kWh	Italië, Frankrijk, Australië, Canada, Denemarken, Verenigd Koninkrijk	Portugal, Finland, Noorwegen, Kroatië, Estland, Malta, Tsjechië, Ierland, Litouwen, België (Vlaanderen)	
kW & kWh	Spanje		België (Vlaanderen)

Naast de doelmatigheidswinst waar alle netgebruikers van profiteren, brengt een gedifferentieerd tarief voor kleingebruikers verdelingseffecten met zich mee. Naar inschatting betaalt 66% van de huishoudens met het voorgestelde alternatief minder dan de 558 euro per jaar die ze onder het huidige stelsel in 2030 zouden betalen. Voor 46% van de huishoudens loopt dit verschil op tot meer dan 100 euro per jaar; zij gaan dus meer dan 100 euro per jaar minder betalen. Huishoudens met een lager dan modaal inkomen gaan er het vaakst en het meest op vooruit ten opzichte van de netkosten in het huidige systeem. Grote kleinverbruikers en huishoudens met sterke elektrificatie gaan juist meer betalen. Voor deze 34% van de huishoudens is de stijging naar verhouding sterk. Dit betreft voornamelijk, maar niet alleen, bewoners van vrijstaande woningen, 2-onder 1 kapwoningen en hoekwoningen. Voor 18% van de huishoudens stijgt de rekening met meer dan 200 euro per jaar bovenop het gemiddelde niveau. Ten slotte geldt dat een aansluiting op het warmtenet een voordeel oplevert. Deze huishoudens betalen in mindere mate een dubbele rekening, wat ook bij kan dragen aan de verdere uitrol van warmtenetten in Nederland.

De inschatting van Berenschot is dat elektrificatie weliswaar iets duurder wordt, maar dat de energietransitie nauwelijks wordt geremd. Zo blijft een hybride warmtepomp gunstig ten opzichte van een cv-ketel en gaan mensen met een warmtepomp er gemiddeld op vooruit ten opzichte van het bestaande capaciteitstarief voortzetten. Invoering van een gedifferentieerd tarief leidt wel tot hogere uitvoeringskosten en meer inkomstenonzekerheid voor netbeheerders. Ook vraagt een gedifferentieerd tarief om speciale aandacht voor implementatie, flankerende maatregelen en verhoogde complexiteit van de energierekening. Bij het invoeren van een alternatief nettatariefstelsel geniet volgens Berenschot een tijdgebonden kWh-tarief de voorkeur, omdat het effectief inspeelt op netefficiëntie in de pieken en bovendien sneller kan worden

¹³¹ Fluvius (2024). *Onderzoek naar Time-of-Use tarieven en injectie.*

¹³² Uurtarieven - elk uur een andere prijs.

aangepast. Het is nu aan de netbeheerders om een formeel codewijzigingsvoorstel in te dienen en aan de ACM om een besluit te nemen over een gedifferentieerd nettatarief. Overigens heeft het onderzochte tarief nauwelijks invloed op hoge leveringspieken als gevolg van zonnepanelen. Dat verandert als ook een invoedingstarief wordt ingevoerd.

Ook voor grootverbruikers is tariefdifferentiatie wenselijk om op pieken in de tijd het net te ontzien en de vraag naar elektriciteit te flexibiliseren. Dit is uitgebreider aan bod gekomen in hoofdstuk 3. Een flexibele nettatariefstructuur kan grootverbruikers prikkelen om het net efficiënt(er) te gebruiken. Voor grootverbruikers op het hoogspanningsnet zijn dergelijke prikkels geïntroduceerd met de tijdsafhankelijke tarieven die per 2025 zijn ingevoerd. Verschillende aanpassingen zijn denkbaar. Met name beprijzing van netgebruik door (verdere) differentiatie op basis van tijd en locatie kan de behoefte aan netverzwaring verkleinen en daarmee de betaalbaarheid van de elektriciteitsinfrastructuur versterken. De ACM heeft aangekondigd tijdsafhankelijke tarieven te willen invoeren voor grootverbruikers op de regionale netten en locatieafhankelijke tarieven verder te onderzoeken. Ook zouden tijdsafhankelijke tarieven op termijn steeds dynamischer kunnen worden gemaakt.¹³³ Bijlage 7 bevat meer informatie over mogelijk nieuwe nettatariefstructuren en aansluit- en transportvoorwaarden.

Een invoedingstarief past bij kostenreflectiviteit, verlaagt de netbelasting, biedt ruimte voor extra aansluitingen en doet de netkosten op termijn dalen. CE Delft heeft voor de ACM onderzocht wat de effecten zijn als elektriciteitsproducenten moeten betalen voor het terugleveren van stroom aan het elektriciteitsnet, bijvoorbeeld met zonnepanelen.¹³⁴ Nu worden de kosten van het elektriciteitsnet alleen door Nederlandse afnemers betaald en niet door binnenlandse producenten en buitenlandse afnemers. Het tarief zou betaald worden door alle partijen die via opwek het net belasten. Kleinverbruikers (dus ook huishoudens met zonnepanelen) zijn buiten de scope van het project. Een invoedingstarief kan bestaan uit een jaarlijks transportafhankelijk nettatarief en/of eenmalige aansluitkosten bovenop de bestaande tarieven. In drie scenario's van het onderzoek stijgt de elektriciteitsprijs door een invoedingstarief, maar in een vierde scenario wordt uitgegaan van een vrijwel neutraal effect op de energierekening en de opwek van elektriciteit in Nederland. Mocht een prijsstijging optreden, dan is flankerend beleid nodig om ervoor te zorgen dat investeringen in hernieuwbare elektriciteit, zoals bij tenders voor windenergie, nog steeds rendabel blijven en het uitrolpad van hernieuwbare energie behouden blijft. Vooral voor bestaande projecten zijn er momenteel geen mogelijkheden vanuit de overheid om te compenseren voor een invoedingstarief. Het belangrijkste instrument voor het stimuleren van hernieuwbare elektriciteit is de SDE++. Voor bestaande projecten liggen de subsidiebedragen voor een looptijd van 15 jaar vast gedurende de exploitatie, waarvoor achteraf niet kan worden gecompenseerd. Ook bij bestaande windparken op zee hebben windparkontwikkelaars bij hun investeringsbeslissing geen rekening gehouden met een invoedingstarief. Dit verslechtert de businesscase en het is waarschijnlijk niet mogelijk hiervoor te compenseren. Mogelijk leidt dit ook tot minder onderhoud, wat nadelig is voor de energieopbrengst. Het invoedingstarief verlaagt de netbelasting met 5-15% in gebieden met veel nieuwe zonne- en windprojecten. Daardoor kunnen er meer bedrijven en woonwijken aangesloten worden, waardoor de gemiddelde tarieven dalen. Op de langere termijn zullen ook de netkosten dalen. Met het door CE Delft gekozen ontwerp van het invoedingstarief wordt 4% van de totale netkosten in rekening gebracht bij invoeders en dalen de nettatarieven voor afnemers uiteindelijk dus ook met 4%.

¹³³ ACM (2024). *Uitgangspunten voor de tariefstructuur elektriciteit*.

¹³⁴ CE Delft (2024). *Analyse en doorrekening van invoedingstarief*.

Er zijn drie instrumenten die flexibiliteit bevorderen en in samenhang gezien moeten worden: gedifferentieerde tarieven, flexcontracten en verschillende vormen van normen.

Een andere vorm van vrijwillige prijsprikkels zijn contractvoorwaarden met vergoedingen voor een meer flexibele benutting van het net. De ACM biedt hier steeds meer mogelijkheden voor en ook de vergoedingen lopen op (zie ook hoofdstuk 3 en 4). Het afsluiten van deze contracten wordt nog wel als tijdrovend gezien, zeker aangezien voor veel bedrijven de kosten van flexibiliteit hoog zijn. De marktpartijen en netbeheerders weten elkaar nog niet altijd goed te vinden. Ook zijn er pilots met huishoudens waarbij een vergoeding wordt gegeven voor het uitzetten van hun zonnepanelen (voor een bepaalde tijd). Deels gebeurt dit noodgedwongen omdat bij gebrek aan netwerkcapaciteit de spanning oploopt en de beveiliging van een zonnepaneel deze afschakelt. Het afbouwen van de salderingsregeling draagt er bovendien aan bij dat de netbelasting afneemt. Dergelijke prikkels kunnen worden gecombineerd met interventies gericht op een grotere bewustwording, zowel ten aanzien van energiebesparing en het verschuiven van energiegebruik. Normen stellen aan elektrische producten kan hierbij helpen, evenals slim sturen op vermogen, zoals netbewust laden.¹³⁵ Een verdergaande optie – zoals beschreven in hoofdstuk 3 – is om de stap te zetten van prijsprikkels op basis van vrijwilligheid naar dwingende normen, waardoor de afname en invoeding (op het laagspanningsnet) met grotere zekerheid wordt gerealiseerd.

5.5 Mogelijkheden om de stijgende nettarieven anders te verdelen

Kenmerkend voor zowel het gedifferentieerde tarief voor kleinverbruikers als het invoedingstarief is dat de prijsprikkel leidt tot een meer doelmatige netbenutting.

Daardoor kunnen structureel netkosten worden bespaard waar alle netgebruikers in principe van profiteren, los van de beschreven verdelingseffecten. Hetzelfde geldt voor de maatregelen om via aanvullend beleid de investeringsopgave te drukken (zoals beschreven in hoofdstuk 3). Ook daarvoor gelden verdelingseffecten: van sommige partijen wordt meer aanpassing gevraagd dan van anderen. Dat geldt bijvoorbeeld voor huishoudens met zonnepanelen, warmtepompen en elektrische voertuigen. Alle scenariostudies laten zien dat er een maatschappelijk optimum is bij een energiesysteem waar naast elektriciteit ook groen gas en waterstof wordt gebruikt. Scenario's verschillen wat betreft het relatieve belang van elk van deze (en andere) energiedragers. Idealiter stuurt de markt richting dit optimum. Daarvoor is het gewenst dat (via kostenallocatie) de juiste prikkels worden gegeven aan marktpartijen. In de praktijk is dat weerbarstig omdat het optimum afhangt van nog onbekende kostenontwikkelingen. Het is in principe aan de markt om daar haar weg in te vinden. De overheid kan de markt stimuleren richting het optimum te bewegen door transport van elektriciteit kunstmatig via overheidsbeleid (significant) goedkoper te maken.

Deze paragraaf gaat specifiek over de vraag hoe de olopende rekening voor huishoudens en bedrijven kan worden gedempt door deze anders te verdelen. Dit kan volgens verschillende principes, met elk hun eigen aandachtspunten. Het WRR-rapport Rechtvaardigheid in klimaatbeleid bevat als één van de verdelingsprincipes dat kosten en baten eerlijk verdeeld moeten worden over verschillende groepen en generaties.¹³⁶ Andere verdelingsprincipes zoals "de vervuiler betaalt" en "draagkracht en solidariteit" moeten voorkomen dat kwetsbare groepen onevenredig zwaar belast worden. Een rechtvaardige verdeling is volgens de WRR essentieel om draagvlak te behouden. De manier waarop kosten worden verdeeld, kan

¹³⁵ Bij netbewust laden past de laadsnelheid en het tijdstip van laden zich automatisch aan de beschikbare ruimte op het elektriciteitsnet aan. Dit is nu al mogelijk op een aantal plekken met openbare plekken. Door netbewust laden kunnen ook meerdere palen op eenzelfde locatie worden geplaatst zonder het net (te zeer) te belasten.

¹³⁶ WRR (2023). Rechtvaardigheid in klimaatbeleid. Over de verdeling van de klimaatkosten.

een cruciale rol spelen in het voorkomen van een toename van energiearmoede en bijdragen aan een betaalbare transitie. Het gaat om het microperspectief; collectief zal de rekening uiteraard wel moeten worden betaald. Ook geldt dat een demping van de energierekening - afhankelijk van de vormgeving - onder gelijkblijvende omstandigheden leidt tot een minder sterke prikkel om energie te besparen, het net minder te gebruiken of het net op een andere manier te belasten. Omgekeerd geldt dat stijgende nettarieven juist een rem kunnen zijn om de elektrificatie daadwerkelijk door te maken. In dat opzicht is er sprake van een klassieke catch 22-situatie.

Het Rijk heeft in algemene zin drie mogelijkheden voor een andere verdeling:

1. Door een inkomstsubsidie te verstrekken aan netbeheerders of de kosten anders in de tijd te verdelen. Afhankelijk van de vormgeving en dekking wordt de rekening betaald door huidige en/of toekomstige belastingbetalers;
2. Door gebruikers onder de streep (gericht) te compenseren;
3. Door kosten en baten internationaal te delen en Europese fondsen te benutten.

Tabel 5.2 vat de mogelijkheden voor een andere verdeling en de impact van de opties op de energierekening voor burgers en bedrijven samen. De opties worden onder de tabel nader toegelicht. Zoals eerder beschreven, is het juridisch *niet* mogelijk om vanuit de politiek en het beleid de tarievenstructuur te wijzigen. Dit is exclusief voorbehouden aan de ACM. Een aandachtspunt is dat een kunstmatige prijsverlaging voor het gebruik van het net de prikkel voor partijen vermindert om te besparen op netgebruik, wat juist kan leiden tot een grotere investeringsopgave. De mate waarin dit gebeurt, is afhankelijk van de vormgeving.

Tabel 5.2 Overzicht van maatregelen en impact op energierekening en netkosten huishoudens en bedrijven (effect in 2030 tenzij anders aangegeven)

BELEIDSOPTIE (NUMMER)	BUDGETTAIR EFFECT (MLN. €/JAAR IN 2030)	IMPACT ENERGIEREKENING HUISHOUDENS (€/JAAR IN 2030)	IMPACT ENERGIEREKENING BEDRIJVEN (€/JAAR OF €/MWH IN 2030)
Subsidiëren netbeheerder(s) of anders verdelen kosten in de tijd			
Subsidiëren netbeheerder(s) of kosten anders verdelen in de tijd (5.1)			
Vuistregel	-1.000	-50 €/jaar	-4,4 €/MWh ¹³⁷
Variant A: Subsidie net op zee	-3.200	-150 €/jaar; 30% lager nettatarief dan in basispad	50% lager nettatarief dan in basispad voor grootverbruikers (-14 €/MWh)
Variant B: Amortisatierekening	Vergelijkbaar met A	Vergelijkbaar met A	Vergelijkbaar met A
Netgebruikers onder de streep (gericht) compenseren			

¹³⁷ Zie meer toelichting bij deze berekening in de toelichting van beleids optie 5.1.

Publiek energiefonds (5.5) of sociaal tarief (5.4) introduceren ¹³⁸	-226		
<i>Eigen woning met goede energetische kwaliteit (EK)</i>		-360 €/jaar	0
<i>Eigen woning (zeer lage EK)</i>		-1.360 €/jaar	0
<i>Particuliere verhuurder (goede EK)</i>		-260 €/jaar	0
<i>Particuliere verhuurder (zeer lage EK)</i>		-1.240 €/jaar	0
<i>Woningcorporatie (goede EK)</i>		-220 €/jaar	0
<i>Woningcorporatie (zeer lage EK)</i>		-920 €/jaar	0
Compenseren elektriciteitskosten industriële afnemers - IKC (5.6)	-183	0	-23,5 €/MWh voor de doelgroep ¹⁴⁰
Verhogen belastingvermindering energiebelasting (EB; 5.7)	-1.760	-187 €/jaar	-187 €/jaar
Verlagen EB 1 ^e en 2 ^e schijf elektriciteit ¹⁴¹	-2.800	-165 €/jaar ¹⁴²	-75 €/MWh (schijf 1) -75 €/MWh (schijf 2) 0 €/MWh (schijf 3-5)
Verlagen EB 1 ^e , 2 ^e en 3 ^e schijf elektriciteit	-3.400	-165 €/jaar ¹⁴³	-75 €/MWh (schijf 1) -75 €/MWh (schijf 2) -70 €/MWh (schijf 3) 0 €/MWh (schijf 4-5)
Verlagen EB-tarieven elektriciteit voor middel(grote) verbruikers 3 ^e , 4 ^e en 5 ^e schijf met maximale compensatie (5.8)	-2.500	0	0 €/MWh (schijf 1-2) -70 €/MWh (schijf 3) -37 €/MWh (schijf 4) -19 €/MWh (schijf 5)
Kosten internationaal verdelen en benutten Europese fondsen			
Kosten internationaal verdelen (5.10)	Afhankelijk van EU-voorstellen en onderhandelingen	Kostendeling kan nettarieven verlagen	Idem
Inzetten op EU-middelen voor interconnectie (5.11)	Afhankelijk van MFK	Idem	Idem

De beleidsopties kunnen - los of gecombineerd - de energierekening van verschillende gebruikersgroepen - gericht of generiek - dempen; het is een politiek keuze of en welke gebruikers gecompenseerd worden. Uit de tabel volgt dat huishoudens in generieke zin het

¹³⁸ Mediane toekenning per huishoudtype per jaar dat behoort tot de doelgroep; buiten de doelgroep is er geen effect op de energierekening. Huishoudens kunnen in meer of mindere mate energiearm zijn en hebben dus recht op verschillende niveaus van compensatie. Er zit een grote spreiding in de energiearmoedekloof bij huishoudens, voornamelijk voor mensen in een woning met zeer lage energetische kwaliteit. De cijfers tonen de effecten van een publiek energiefonds. Het sociaal tarief kan in beginsel op eenzelfde manier worden vormgegeven als een publiek energiefonds en daarmee grosso modo dezelfde effecten hebben op de energierekening.

¹³⁹ Dit is een gemiddelde over de betreffende periode. Binnen die periode neemt het bedrag af over tijd naarmate een groter deel van de woningvoorraad verduurzaamd is. Het bedrag zal in de praktijk lager uitvallen zolang er geen oplossing is om huishoudens achter een blokaansluiting te bereiken (zie ook beleidsoptie 5.4 en 5.5).

¹⁴⁰ Dit is het gemiddelde beschikte subsidiebedrag per elektriciteitsverbruik voor de IKC-ETS 2024 (over 2023). Aangezien het subsidiebedrag gebaseerd is op het elektriciteitsverbruik van de productie van een aantal specifieke producten varieert de impact voor verschillende aanvragers sterk (van circa 3,2 €/MWh tot 46,9 €/MWh). Het elektriciteitsverbruik kan daarnaast fors verschillen van de daadwerkelijke elektriciteitsinkoop.

¹⁴¹ Impact op marginale tarief per schijf. Bedrijven in hogere gebruiksschijven ontvangen eerst het volledige voordeel over hun verbruik in de lagere schijven.

¹⁴² Voor een huishouden met een gemiddeld verbruik van 1920 kWh.

¹⁴³ Voor een huishouden met een gemiddeld verbruik van 1920 kWh.

meest doelmatig worden gesteund door de belastingvermindering te verhogen. Specifiek voor kwetsbare huishoudens kan daarbovenop een publiek energiefonds of sociaal tarief worden geïntroduceerd om de rekening verder en gericht te dempen. Voor bedrijven die onder de IKC-ETS vallen levert het verlengen van de IKC-ETS de meeste kostenreductie per MWh ten opzichte van de benodigde publieke middelen. Tegelijkertijd gaat dit om een relatief kleine groep bedrijven waarbinnen het energieverbruik, en daarmee de compensatie, sterk verschilt. Een meer generieke manier om grootgebruikers te compenseren is door de energiebelasting voor elektriciteit in de derde, vierde en vijfde schijf te verlagen.

De inzet van algemene middelen kan worden gerechtvaardigd op basis van de verwachting dat netgebruikers tijdelijk relatief hoge netkosten betalen ("hobbel"). Dit komt doordat de benodigde netcapaciteit per gebruiker, de kosten voor de infrastructuur, het aantal gebruikers en de volumes naar verwachting allemaal toenemen, maar niet in hetzelfde tempo. Deze ontwikkeling is inherent aan een transitie waarbij het doelmatig is om nieuwe infrastructuur (deels) te dimensioneren op toekomstig verbruik, zodat voorkomen wordt dat er steeds weer verzwaringen nodig zijn. Een effect op het overheidssaldo kan worden geneutraliseerd door uitgavenbesparingen of lastenverhogingen dan wel door toekomstige generaties aan te slaan.

Een directe manier om de stijging van de energierekening te dempen, is dat de overheid (tijdelijk) op voorhand een deel van de kosten van de investeringen voor haar rekening neemt. Dat is tot nu toe op beperkte schaal gebeurd, namelijk bij de investeringen in het net op zee. Bij investeringen in de fysieke infrastructuur en waterwerken is dit de gangbare aanpak (MIRT-Mobiliteitsfonds en Deltafonds). Uit een indicatieve berekening - in afstemming met de ACM - komt naar voren dat een *jaarlijkse* inkomstensubsidie aan TenneT de nettariëfstijging drukt voor alle gebruikers. Als vuistregel geldt hierbij dat 1 miljard euro aan subsidie de energierekening van huishoudens dempt met grofweg 50 euro per jaar.¹⁴⁴ Aangezien de subsidie is vormgegeven als inkomstensubsidie aan TenneT is het effect van deze subsidie voor grootverbruikers op het hoogspanningsnet procentueel groter. Ter illustratie: om de ingeschatte tariefstijging voor huishoudens van krap 400 euro in 2024 naar ongeveer 620 euro in 2030 volledig te voorkomen, lopen de kosten op tot 4,7 miljard euro in 2030. Voor een stabilisatie van de nettariëven voor huishoudens tot 2040 loopt het prijskaartje op tot 14,6 miljard euro in 2040.¹⁴⁵ Aangezien het effect van de subsidie procentueel groter is voor grootverbruikers is dit een minder doelmatige manier om kleinverbruikers te compenseren en juist relatief doelmatig om de groep concurrerende industrie te compenseren. In beleidsoptie 5.1 is een aantal varianten opgenomen. De dekking kan geschieden door hogere belastingen of lagere uitgaven nu of via de schuldpolitiek waardoor toekomstige generaties meebetalen ("het afvlakken en langer uitsmeren van de hobbel").

5.1

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. Ook deze optie

¹⁴⁴ Gebaseerd op de volgende ruwe berekening: $(\text{subsidie} * \% \text{ inkomsten betaald door kleingebruikers}) / \text{aantal kleingebruikers}$. Oftewel: $(1.000.000.000 * ((58\% / 92\%) * 85\%)) / 11.000.000 = €48,72$. Het percentage inkomsten dat betaald wordt door kleingebruikers is gebaseerd op het volgende: de totale inkomsten van TenneT en de regionale netbeheerders (RNB's) zijn 5,5 mld euro. TenneT-gebruikers (groot industrieel en industrieel) betalen 8% en RNB-gebruikers (de rest) 92% van deze inkomsten. Binnen de totale inkomsten van de RNB's zijn kleingebruikers 63% (58% / 92%). Als TenneT 1 miljard euro ontvangt, en als aangenomen wordt dat TenneT 85% doorrekent aan de RNB's, gaat 850 miljoen van deze subsidie richting de RNB's. Als de RNB's 63% van de 850 miljoen euro doorrekenen aan kleingebruikers, levert dit 48,72 euro op per kleingebruiker. De 58% en 11 miljoen zijn gebaseerd op figuur 5.3. Dit is een zeer ruwe inschatting om een eerste indicatie te geven van het effect van de maatregel. Het percentage inkomsten betaald door kleingebruikers is complex en zal de komende jaren vermoedelijk nog veranderen. Ook neemt het aantal kleingebruikers naar verwachting toe, waardoor het effect van de subsidie per verbruiker weer afneemt.

¹⁴⁵ $(617,0-390,1)/48,72 = 4,66$ en $(1103,5-390,1)/48,72 = 14,64$.

kan de genoemde hobbel afvlakken, waarbij de rekening over een lange periode bij de gebruikers van het net blijft en niet bij alle belastingbetalers terecht komt. De kosten worden niet lineair over de technische levensduur van de investeringen bij de gebruikers neergelegd, maar met een vooraf vastgesteld amortisatieprofiel dat langjarig duidelijkheid biedt over de tariefontwikkeling. Deze optie verhoudt zich echter niet goed tot de bestaande wet- en regelgeving. Het stelt bovendien hoge eisen aan de afspraken die hierover worden gemaakt en de tijdsconsistentie van de overheid. De budgettaire gevolgen van deze variant zijn op korte termijn vergelijkbaar met een subsidie, zoals hierboven beschreven. Gaat de constructie gepaard met een staatsgarantie, dan is het zeer waarschijnlijk dat het CBS de leningen als saldorelevant classificeert. Zonder garantie bestaat dat risico ook, afhankelijk van de marktconformiteit van de lening en de wijze waarop het CBS de hiermee gepaarde aanpassing in de tarievenregelgeving waardeert.

De ACM is gevraagd om een reactie op de amortisatierekening. De ACM geeft aan dat de discussie rondom een amortisatie begrijpelijk is gegeven de grote investeringsopgave die er ligt voor het elektriciteitsnet. ACM deelt het volgende: "In algemene zin is het geen probleem voor een netbeheerder om lagere tarieven te hanteren dan de door de ACM vastgestelde maxima. De gedachte dat na een bepaalde periode extra inkomsten worden gegenereerd door hogere tarieven te hanteren dan de vastgestelde maxima, is echter niet passend bij het huidige Europese en nationale wettelijk kader. Dit resulteert in het risico dat TenneT in de tweede periode onvoldoende inkomsten kan genereren van waaruit zij de voorgestelde lening kan aflossen, tenzij het wettelijk kader in de tussentijd wordt gewijzigd. Daarnaast is er een risico dat niet alles zoals bedoeld in de jaarrekening verwerkt kan worden, wat dan mogelijk resulteert in een verlies voor TenneT in de eerste periode en geen extra winst oplevert in de tweede periode. Het eerste (verlies) kan consequenties hebben voor de uitkering van dividend door TenneT, mede afhankelijk van de credit rating van TenneT (ref. Besluit Financieel Beheer Netbeheerders). Eventueel gewenste wijziging van het wettelijk kader dient op Europees niveau plaats te vinden. Een voorbeeld daarvoor is het recente Decarbonisatiepakket waar voor waterstof expliciet de mogelijkheid is gecreëerd voor een systematiek zoals een amortisatie account (intertemporele kostentoe rekening)." Richting de toekomst vergt deze rekening dus een aanpassing van de regulering, een ingrijpende aanpassing van de tariefsystematiek en verregaande afspraken tussen de ACM, TenneT en het Rijk.

De overheid kan er ook voor kiezen om (bepaalde) bedrijven "onder de streep" te compenseren voor de extra kosten verbonden aan de investeringen in het elektriciteitsnet. Zolang er geen sprake is van een gelijk speelveld en EU-harmonisatie op nettatarieven, kan de overheid overwegen om de concurrentiepositie van Nederland te versterken door de indirecte kostencompensatie (IKC-ETS) te verlengen na 2024¹⁴⁶ en/of te compenseren voor netwerkkosten – hoewel dat laatste niet past binnen de huidige staatssteunkaders. Het is daarbij van belang om de Europese ontwikkelingen te volgen. Het is niet ondenkbaar dat er - volgend op het rapport van Draghi en de *Clean Industrial Deal* – verruimde mogelijkheden komen om de Europese industrie te compenseren om elektrificatie van de grond te laten komen en het speelveld gelijkjer te maken met de landen buiten Europa (beleids optie 5.6).

5.6

Verder kan de overheid de energierekening van huishoudens en bedrijven verlagen door de belastingvermindering in de energiebelasting voor elektriciteit te verhogen. De prikkels voor besparing en verduurzaming blijven (aan de marge) behouden; de gemiddelde prikkel wordt wel verlaagd. Het voordeel slaat voor ongeveer 93% neer bij huishoudens en voor ongeveer 7% bij bedrijven. Een andere overweging is om de tarieven in de energiebelasting op

¹⁴⁶ De Europese Commissie gaat er vanuit dat landen een IKC (deels) betalen uit de ETS-opbrengsten (in de Nederlandse begrotingsregels is sprake van een scheiding tussen inkomsten en uitgaven).

elektriciteit in de derde, vierde en vijfde schijf te verlagen om de energierekening voor bedrijven beter betaalbaar te houden, of juist de tarieven van de eerste en tweede schijf te verlagen om betaalbare energie voor kleingebruikers te bevorderen. Voordeel van een verlaging van de energiebelasting op elektriciteit is dat de prikkel tot elektrificatie versterkt wordt, wat bijdraagt aan verduurzaming. Tegelijkertijd zorgt dit voor extra belasting van het net (opties 5.7 en 5.8).

Specifiek voor kwetsbare huishoudens kan een publiek energiefonds of een sociaal tarief uitkomst bieden. Met een sociaal tarief of publiek energiefonds kunnen middelen gericht worden ingezet om de hoge energielasten voor kwetsbare huishoudens te dempen. Beide opties kennen uitdagingen in de uitvoering, omdat er een koppeling gemaakt moet worden tussen het inkomen en het energieverbruik. Een beperking van beide opties is dat huishoudens achter een blokaansluiting niet of moeilijk bereikt kunnen worden.¹⁴⁷ Momenteel wordt verkend op welke wijze huishoudens achter een blokaansluiting een aanvraag voor een Energiefonds zouden kunnen indienen. Dit onderzoek bevindt zich echter nog in een verkennende fase en kent diverse aandachtspunten. Mocht dit geen haalbare oplossing blijken, dan kan worden onderzocht welke alternatieve mogelijkheden er zijn om deze huishoudens te bereiken of op een andere wijze tegemoet te komen. Een sociaal tarief heeft als voordeel dat huishoudens die tot de doelgroep behoren, het voordeel automatisch toegekend kunnen krijgen. Wel vergt het een grote rol van private partijen. Energieleveranciers worden de facto deels uitvoeringspartij. Bij een publiek energiefonds is de aansturing potentieel meer publiek en wordt minder gevraagd van private partijen; nadeel is dat de tegemoetkoming op aanvraag is, waardoor niet-gebruik waarschijnlijk groter is. In het algemeen wordt een stijging van de energierekening al meegenomen in de koopkrachtcompensatie, maar maatregelen zijn dan generiek en komen niet noodzakelijk bij energiearme huishoudens terecht. Een publiek energiefonds lijkt op korte termijn kansrijker aangezien het qua opzet en bekendheid beter aansluit bij de huidige inzet voor het Tijdelijk Noodfonds Energie (beleidsopties 5.4 en 5.5).

Het is wenselijk dat de overheid in de EU pleit voor kostendeling tussen Europese landen en het momentum benut om middelen uit Europese fondsen te verwerven. Als de Europese markt beter functioneert, stijgen de kosten voor het nieuwe energiesysteem minder sterk. Kosten worden nu niet - of in beperkte mate - gedeeld met andere landen. Nederland heeft een unieke positie aan de Noordzee voor het aanleggen van wind op zee. Een gedeelte van deze productie wordt als Nederland het niet nodig heeft afgenomen door buurlanden. Op dit moment betalen buurlanden (vrijwel) niet voor het transport door Nederland. Voor het faciliteren van grensoverschrijdende handel via interconnectoren ontvangt TenneT wel congestie-inkomsten. De inzet van deze inkomsten is gereguleerd onder de Elektriciteitsverordening en door de ACM en daarom niet nader onderzocht, maar deze kunnen uiteindelijk worden ingezet om de netwerktarieven te verlagen. De kernvraag is hoe Nederland zich zakelijker kan opstellen en een onderhandelingspositie kan verwerven richting buurlanden die geen belang hebben om Nederland hierin tegemoet te komen. 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 rekening worden gehouden met bestaande klimaat- en energiedoelen, leveringszekerheid en het streven naar meer energie-onafhankelijkheid. Het introduceren van een producententarief op zee leidt ertoe dat het buitenland ook indirect meebetaalt via hogere elektriciteitsprijzen (beleidsoptie 5.9). Een optie die binnen de huidige Europese wetgeving niet mogelijk is, is het introduceren van

¹⁴⁷ Ongeveer 700 duizend huishoudens hebben een blokaansluiting, waarvan maximaal 290 duizend een elektrische blokaansluiting. Door deze blokaansluitingen is er geen zicht op het individuele energieverbruik en de hieraan gerelateerde uitgaven. Dat heeft tot gevolg dat: (1) huishoudens niet kunnen inspelen op eventuele prijsprijkkels en slimme apparaten niet kunnen helpen de energievraag te managen. Terwijl dat juist in een energiesysteem met steeds meer flexibel aanbod van belang is. En dat (2) gerichte compensatie, indien gewenst, niet goed mogelijk is.

een buitenlandtarief (zie beleidsoptie 5.10). In de EU is er momentum om vanuit Nederland proactief deel te nemen aan discussies en meer middelen uit fondsen, zoals de *Connecting Europe Facility* (CEF), te verwerven (zie beleidsoptie 5.11). Nederland heeft namelijk veel potentie voor windenergie waar meerdere Europese landen belang bij hebben; de onderhandelingen rond de EU-begroting van na 2027 zijn van start gegaan; het Draghi-rapport bevat meerdere aanbevelingen om het concurrentievermogen van de Europese energie-intensieve industrie te versterken; en recent heeft de EU een nieuw plan gepresenteerd voor betaalbare energie.¹⁴⁸

5.6 Beperken financieringskosten netbeheerders

Voor netbeheerders geldt dat investeringen nu moeten worden gedaan, terwijl de inkomsten uit tarieven geleidelijk in de tijd binnenkomen. Anders gezegd: ook als netbeheerders de kosten achteraf volledig kunnen doorrekenen aan de eindgebruikers, hebben ze wel aan de voorkant vreemd en eigen vermogen nodig om deze investeringen te doen. In relatief stabiele tijden is dit goed te doen, maar gegeven de omvangrijke investeringsopgave ligt hier nu een flinke uitdaging. Uitgangspunt in het deelnemingenbeleid van het Rijk - en vergelijkbaar voor het beleid van medeoverheden - is dat "deelnemingen zich zelfstandig moeten kunnen financieren door vreemd vermogen aan te trekken op de kapitaalmarkt, tegen acceptabele voorwaarden".¹⁴⁹ De publieke nutsbedrijven zijn geen uitvoerende diensten, maar dienen als een 'normaal' bedrijf te zorgen voor een gezonde financiële huishouding om voldoende armslag te hebben en de infrastructuur op peil te houden (al is hun winstmarge wel gereguleerd). Voor het aantrekken van vreemd vermogen is een gezonde solvabiliteit vereist. Met een oplopende investeringsopgave vraagt dit om kapitaalstortingen, zoals de afgelopen jaren (door het Rijk en lagere overheden) zijn gedaan bij TenneT en Stedin. De overheid blijft daarmee de enige aandeelhouder. Ook heeft het Rijk met Alliander, Enexis en Stedin en hun aandeelhouders in een Afsprakenkader vastgelegd onder welke voorwaarden het Rijk *kan* bijspringen met eventuele kapitaalbijstortingen.¹⁵⁰ Kapitaalstortingen, maar ook leningen, vereisen parlementaire goedkeuring.¹⁵¹ Bij dergelijke maatregelen, inclusief de dekking ervan, kunnen verdelingsaspecten aan de orde zijn.

De invulling van de hogere financieringsbehoefte van netbeheerders brengt structureel extra kosten met zich mee. Ten eerste leiden de kapitaalstortingen - in elk geval bij de Rijksoverheid - tot een verhoging van de overheidsschuld, wat leidt tot extra financieringskosten voor de overheid. Deze kosten zullen moeten worden gedekt. Daar staat een maatschappelijk vermogen en rendement tegenover en onder bepaalde voorwaarden ook een financieel rendement: de uitkering van dividend. Hierbij is relevant dat TenneT momenteel vreemd vermogen ophaalt met een A-minus rating, terwijl de staat 100% aandeelhouder is en zich financiert met een AAA-rating. Het verschil tussen beide ratings zorgt ervoor dat de netbeheerder een hogere rente betaalt over de schuld dan de staat. Dit model, waarbij de schuld op de balans van de netbeheerder staat en niet op de balans van de staat, is bewust gekozen. Hierdoor wordt een kleiner beroep op de Rijksbegroting gedaan en kan een deelneming optimaal gebruikmaken van het hefboomeffect door financiering met vreemd vermogen. Daarnaast moet de deelneming zich verantwoorden tegenover de financiële markten, wat leidt tot een disciplinerende werking. De keuze heeft ook tot gevolg dat de hogere financieringskosten via de nettarieven door alle gebruikers worden betaald. Deze kosten zijn namelijk onderdeel van de benchmark in de

¹⁴⁸ Phlippen, S., *Financieel Dagblad* (2024). *Wie Draghi's geld nu het hardst nodig heeft.*

¹⁴⁹ Zie paragraaf 6.6 in *Ministerie van Financiën (2020). Beleidsdoorlichting Deelnemingenbeleid 2020.*

¹⁵⁰ Zie: *Ministerie van Financiën (2022). Afsprakenkader Kapitaalbehoefte Regionale Netwerkbedrijven.*

¹⁵¹ Een complicatie hierbij is dat de kapitaalbehoefte van TenneT wordt gevormd door zowel Nederlandse en Duitse activiteiten. Die discussie, waaronder bijvoorbeeld de overbruggingsfinanciering van TenneT voor Duitse activiteiten, valt buiten de scope van dit IBO.

tariefregulering en worden meegenomen in de vaststelling van de toegestane inkomsten (zie hoofdstuk 4).

De komende periode neemt de financieringsbehoefte fors toe waardoor het de vraag is of de huidige financieringssystematiek nog het meest doelmatig is. Er zijn twee mogelijke alternatieven: (1) het afgeven van een instellingsgarantie waardoor de *credit-rating* hoger wordt en vreemd vermogen goedkoper kan worden opgehaald op de kapitaalmarkt; en (2) het (volledig) lenen via de Staat waardoor een credit rating vervalt en additionele stortingen in het eigen vermogen niet meer nodig zijn. Zowel leningen als garanties zorgen ervoor dat er geen kapitaalstortingen meer nodig zijn en dat een substantieel voordeel behaald kan worden op de financieringskosten van de netbeheerder. Een alternatief financieringsmodel heeft geen impact op de tarieven die TenneT in rekening brengt. TenneT draagt bij een garantie of een lening een marktconforme premie af aan de Staat. Dit leidt tot extra opbrengsten voor de Nederlandse staat. Dit kan oplopen tot structureel 165-250 miljoen euro vanaf 2032. Het zal ook een effect hebben op de werkverhoudingen. Beleids optie 5.2 gaat uitgebreider in op de voor- en nadelen van de opties.

5.2

Het is niet verstandig om de kapitaalkosten te dempen door een aanpassing van de systematiek voor een redelijk rendement voor het geïnvesteerd vermogen. De ACM bepaalt in haar tariefregulering vooraf wat het redelijk rendement is dat netbeheerders mogen maken op hun investeringen op basis van de verwachte kostenvoet van eigen en vreemd vermogen. Dit heet de *weighted average cost of capital* (WACC). De hoogte van de WACC heeft – gegeven de wettelijke plicht om IP's uit te voeren – invloed op de financiële ruimte voor investeringen, de rating en rentekosten van netbeheerders en uiteindelijk op de nettatarieven. Het is daarom belangrijk dat de ACM de WACC niet te hoog en niet te laag vaststelt. Het gaat hierbij om potentieel grote bedragen. Ter illustratie: een aanpassing van de WACC van 1%-punt leidt tot een verlaging (of verhoging) van circa 650 miljoen euro van de toegestane inkomsten van TenneT (7,4 miljard in het basisscenario). Het aanpassen van de WACC vraagt om goede onderbouwing en zorgt slechts voor een verschuiving van de kosten in de tijd en niet voor een vermindering ervan. Een netbeheerder heeft namelijk meer kapitaal nodig wanneer de vergoeding voor een redelijk rendement wordt verlaagd, wat weer vraagt om meer middelen vanuit de aandeelhouders. Om deze redenen is deze optie niet verder uitgewerkt in dit rapport.

De enorme investeringsopgave vraagt ook om aandacht voor de financiering van de regionale netbeheerders. De situatie bij regionale netbeheerders is dat enerzijds meer kapitaal nodig zal zijn voor de financiering van de investeringsopgave en het behoud van hun kredietwaardigheid, en dat anderzijds nog steeds dividend uitgekeerd wordt aan aandeelhouders. Daarvan is op nationaal niveau steeds minder sprake. Er zijn twee manieren om de financiering van regionale netbeheerders beter te borgen: (1) een verplichting voor regionale overheden om te voorzien in voldoende financiering om aan hun wettelijke taak te voldoen; (2) afspraken over dividenduitkeringen om de kapitaalbehoefte te verminderen. De eerste route brengt juridische moeilijkheden met zich mee, de tweede route zal tot weerstand leiden bij medeoverheden (beleids optie 6.2). Een complicerende factor is dat de belangen van beleidskant en de financiële kant van medeoverheden uit elkaar lopen en niet altijd bij elkaar komen.

5.7 Beleids opties

Verdelingsvraagstukken vragen om een politieke afweging en besluitvorming. Samenvattend kan de overheid de betaalbaarheid voor burgers, instellingen en bedrijven ondersteunen door:

- Beleid te richten op het structureel drukken van het (piek)netgebruik (hoofdstuk 3);
- Netbeheerder(s) te subsidiëren of de kosten anders in de tijd te verdelen;
- Compensatiemaatregelen te introduceren voor huishoudens en/of bedrijven;
- Kosten internationaal te verdelen en in te zetten op EU-middelen voor interconnectie;
- Een alternatief financieringsmodel te overwegen voor TenneT.

Verder bepaalt de ACM de tarieven en contractvoorwaarden en verdient het aanbeveling om (1) een nettatarief naar tijd en gebruik te introduceren voor kleinverbruikers; en (2) flexibiliseringsopties voor andere gebruikers te bevorderen. Ook een invoedingstarief (voor producenten) past bij het doelmatigheidsprincipe dat de gebruiker betaalt, maar vergt flankerend beleid als de overheid wil vasthouden aan het uitroltempo van hernieuwbare energie.

Dit vertaalt zich naar de volgende concrete beleidsopties, uitgewerkt in bijlage 6.

Tabel 5.3 Overzicht van beleidsopties en bijbehorende nummers

NUMMER	BELEIDSOPTIE
5.1	Subsidiëren netbeheerder(s) of anders verdelen kosten in de tijd
5.2	Aanpassen financieringsmodel
5.3	Vergroten aandeel dynamische contracten
5.4	Introduceren sociaal (leverings)tarief
5.5	Oprichten publiek energiefonds
5.6	Compenseren elektriciteitskosten industriële afnemers
5.7	Verhogen belastingvermindering of verlagen energiebelastingtarieven 1e en 2e schijf elektriciteit
5.8	Verlagen energiebelastingtarieven voor (middel)grote verbruikers
5.10	Verdelen kosten internationaal
5.11	Inzetten op EU-middelen voor interconnectie

6. Stroomlijnen van besluitvorming

- Het huidige besluitvormingsproces sluit aan bij de verdeling van verantwoordelijkheden, waartoe bewust is gekozen, zowel Europees als nationaal. Wel is de besluitvorming een langgerekt en getrapt proces met een reeks van verschillende producten in de tijd. De financiële effecten komen vaak pas laat in beeld en dan is de ruimte voor andere keuzes beperkt.
- Om als Rijk samen met de betrokken partijen meer grip te krijgen is het belangrijk (i) beter zicht te krijgen op de investeringsopgave; (ii) het inzicht te vergroten in de investeringsplannen en effecten van beleid; en (iii) zijn afspraken nodig om de besluitvorming te stroomlijnen. Daarvoor worden concrete voorstellen gedaan:
 1. Neem de investeringsprognoses (nieuw document)¹⁵², verwachte nettarieven en de financieringsbehoefte van de netbeheerders op in een extracomptabel overzicht bij de Voorjaarsnota en in geactualiseerde vorm bij de Miljoenennota.
 2. Zorg voor een (wettelijke) institutionalisering van een gezamenlijk proces om tot scenario's te komen.
 3. Bouw een extra stap in tussen de II3050-scenario's en de investeringsplannen van individuele netbeheerders in de vorm van een integrale infrastructuurplanning.
 4. Vergroot de consistentie tussen de scenario's, de investeringsplannen en het beleid. Daarvoor is een concretisering van het NPE nodig.
 5. Betrek netbeheerders bij beleidsvoorstellen die naar verwachting grote impact hebben op het elektriciteitsnet ("netwerktoets").
 6. Maak meer werk van energieplanologie waardoor de besluitvorming over ruimtelijke ordening en energiebeleid eerder en beter met elkaar worden verbonden.
 7. Zorg ervoor dat de Kamer akkoord is met de budgettaire consequenties voor uitbreidingen van het net op zee voordat TenneT deze in opdracht krijgt.
 8. Maak de volgende stukken beschikbaar voor de voorjaars- en augustusbesluitvorming om de beleids- en begrotingscyclus te stroomlijnen:
 - (a) investeringsprognose, verwachte tariefontwikkeling en effecten energierekening;
 - (b) (concept)investeringsplannen netbeheerders;
 - (c) duiding van de prognose vanuit beleidsperspectief;
 - (d) eventuele (compensatie) maatregelen, bij voorkeur voor vijf jaar;
 - (e) financieringsbehoefte van netbeheerders; en
 - (f) eventueel nieuw beleid.
- Ten slotte is meer samenwerking nodig tussen enerzijds het beleidsdepartement c.q. beleidsdirecties (medeoverheden) en anderzijds de aandeelhouders van netbeheerders anderzijds voor een goede afweging tussen publieke belangen.

De kernvraag in dit hoofdstuk is: hoe komt wat de verschillende partijen doen uiteindelijk samen in het besluitvormingsproces en hoe kan dit proces worden verbeterd zodat de discussie over inhoud (wat is het doel en hoe dat te bereiken?) en de discussie over geld (hoe wordt het betaald en door wie?) bij elkaar worden gebracht?

¹⁵² Onder de investeringsprognoses wordt verstaan een nieuw overzicht van de verwachte jaarlijkse OPEX en CAPEX uitgaven per netbeheerder tot en met 2050. Hierin moet onderscheid worden gemaakt wat al is meegenomen in de door de ACM getoetste IP's - en daarmee wettelijk verplicht is - en wat nog niet.

De transitie in het energiesysteem waarin elektriciteit de rol van gas overneemt vraagt om grote investeringen in het stroomnet, wat leidt tot fors hogere kosten voor netgebruikers. Door aanvullend beleid te voeren kan deze kostenstijging voor een deel worden gedempt (hoofdstuk 3). De ACM vertaalt de resterende kostenstijging vervolgens in hogere tarieven voor netgebruikers (hoofdstuk 4). Niet direct via de tarieven, maar wel op andere manieren kan de overheid maatregelen om die de verdeling van de rekening over (huidige en toekomstige) huishoudens, instellingen en bedrijven bijsturen (hoofdstuk 5). In de voorgaande hoofdstukken zijn deze vragen op een inhoudelijke manier benaderd. Dit hoofdstuk richt zich op de besluitvorming hierover.

Gegeven de sterk oplopende kosten, is de begrijpelijke reactie van het kabinet en het parlement: hoe kan meer grip gekregen worden op de kostenstijging, hoe kan de kostenstijging worden gedempt of anderszins worden verdeeld als onderdeel van de besluitvorming c.q. waar en wanneer kan het parlement politiek bijsturen (democratische controle)? Deze vragen worden in dit hoofdstuk in vier stappen behandeld:

- Welke schakels kent de huidige besluitvorming en welke producten levert dat op (6.1)?
- Hoe kan er beter zicht komen op de investeringsopgave van netbeheerders gezamenlijk en op de gevolgen voor burgers, instellingen, bedrijven en de schatkist (6.2)?
- Hoe kan het inzicht worden vergroot in de (totstandkoming van) IP's van netbeheerders en in de effecten van nieuw beleid (6.3)?
- Hoe kan besluitvorming meer integraal worden, waarbij de discussie over inhoud en de discussie over geld zo goed mogelijk bij elkaar worden gebracht (6.4)?

Het hoofdstuk sluit af met een aantal observaties over de governance van de energiesector (6.5)?

De focus van dit hoofdstuk ligt op de besluitvorming bij het Rijk. Het is aan provincies en gemeenten zelf hoe hun besluitvorming eventueel te verbeteren. Dat neemt niet weg dat besluitvorming bij het Rijk en de medeoverheden elkaar in het proces raken. Dat geldt voor de uitoefening van het aandeelhouderschap, te meer nu het Rijk ook aandeelhouder is van Stedin en in de toekomst mogelijk van andere netbeheerders. Bovendien moeten de IP's van netbeheerders ruimtelijk worden ingepast op nationaal, regionaal en lokaal niveau. Omgekeerd geldt dat plannen van medeoverheden ten aanzien van bedrijvigheid, werken en wonen alleen doorgang kunnen vinden als er voldoende aansluitingen op het stroomnet zijn.

6.1 Schakels in besluitvorming

Het huidige besluitvormingsproces sluit aan bij de bestaande verdeling van verantwoordelijkheden, waartoe bewust is gekozen, zowel Europees als nationaal. Het Rijk is systeemverantwoordelijk, heeft beleidsambities en instrumenten, maar heeft tegelijkertijd ook veel verantwoordelijkheden toebedeeld aan andere partijen: netbeheerders, de ACM en de medeoverheden. Daarbij geldt als staatsrechtelijk uitgangspunt dat "niemand bevoegdheden [kan] uitoefenen zonder verantwoording verschuldigd te zijn en zonder dat op die uitoefening controle bestaat".¹⁵³ Het kabinet legt haar plannen voor aan het parlement en legt verantwoording af over het gevoerde beleid, dat wil zeggen over die zaken waarvoor het kabinet ook daadwerkelijk verantwoordelijk is. Ook kan het kabinet bevestigd worden over de manier waarop ze de systeemverantwoordelijkheid invult. Dit staatsrechtelijk uitgangspunt dient ook "in omgekeerde richting" te worden begrepen. Verantwoording door het kabinet en controle vanuit het parlement zijn *niet* aan de orde als het gaat om bevoegdheden van andere partijen dan de regering. Zo zijn

¹⁵³ Belinfante et al. (2002). *De beginselen van het Nederlandse staatsrecht*, p.25.

de taken van de netbeheerders als zelfstandige bedrijven wettelijk vastgelegd met als cruciaal onderdeel dat netbeheerders de wettelijke plicht hebben IP's uit te voeren als de ACM deze heeft getoetst. Zoals aangegeven in hoofdstuk 4, is er voor het Rijk wel ruimte om bepaalde taken steviger in te vullen. De regulering van tarieven en contracten is exclusief belegd bij de ACM en ook medeoverheden hebben eigen verantwoordelijkheden. Tegelijkertijd staan deze partijen ook open voor relevante politieke en maatschappelijke signalen.

















De huidige besluitvorming is langgerekt en getrapt met verschillende producten in de tijd. Tabel 6.1. geeft een overzicht van de belangrijkste producten die relevant zijn voor de

elektriciteitsinfrastructuur. Ze verschillen in de mate van concreetheid en de betrokkenheid van partijen. Zo heeft het NPE een meer algemene, indirecte invloed op de uiteindelijke IP's van netbeheerders, terwijl de selectie van MIEK-projecten een veel directere invloed heeft.

Gechargeerd gesteld gaat de besluitvorming eerst over algemene doelen (internationaal en nationaal) en vervolgens over het beleid om deze doelen te realiseren of te ondersteunen. Pas daarna komen de gevolgen voor (de uitbreiding van) de netinfrastructuur in beeld en op het laatst de financiële consequenties in termen van aanvullende financiering vanuit de aandeelhoudersrol en de stijging van tarieven voor burgers, instellingen en bedrijven. Het budgetrecht van de Tweede Kamer komt in beeld als het kabinet bepaalde uitgaven wil doen, uit hoofde van het aandeelhouderschap, voor bepaalde beleidsinterventies of ter compensatie van de tariefstijgingen. Dan resteert alleen nog de vraag wie de ontstane rekening oppakt.

Tabel 6.1 Overzicht huidige producten in besluitvormingsproces

	Concreetheid	Doel	Kwalificatie	Heldere budgettaire gevolgen	Rol van KGG	Rol MFIN als aandeelhouder	Rol MFIN als hoeder begroting	Rol Tweede Kamer
1) <i>EU-ambities</i>		Wettelijk committeren klimaatdoelen	Casus afhankelijk		Onderhandelt binnen de EU	Geen	Accorderen	Instemmen
2) <i>NPE</i>		Visie toekomst energiesysteem Nederland	Richtinggevend en kaderstellend		Beleidsverantwoordelijk en coördinerend (naar vakministers)	Geen	Accorderen	Wordt geïnformeerd en debatteert hierover met minister KGG
3) <i>Energie-nota</i>		Verantwoordingsdocument en beleidsagenda	Richtinggevend		Beleidsverantwoordelijk	Geen	Accorderen	Wordt geïnformeerd en debatteert hierover met minister KGG
4) <i>PEH</i>		Programmering van benodigde ruimte voor de nationale onderdelen van het energiesysteem op land	Zelfbindend en kaderstellend		Beleidsverantwoordelijk	Geen	Accorderen	Wordt geïnformeerd en debatteert hierover met minister KGG
5) <i>MIEK</i>		Programmering en prioritering van projecten	Prioriterend		Beleidsverantwoordelijk	Agenda-lid van de Stuurgroep	Accorderen	Wordt geïnformeerd en debatteert

						MIEK en BO-MIEK		hierover met minister KGG
6) II3050		Infrastructuurverkenning van gezamenlijke netbeheerders	Richtinggevend		Informeel geraadpleegd	Geen	Geen	Wordt geïnformeerd en debatteert hierover met minister KGG
7) Ontwikkelkader WOZ		Planmatige uitrol van wind op zee en investeringen	Bindend		Beleidsverantwoordelijk	Geen	Instemmen	Wordt geïnformeerd en debatteert hierover met minister KGG
8) Investeringsplannen		Inzichtelijk maken waar en wanneer geïnvesteerd wordt	Bindend (na toetsing ACM)		Wordt geconsulteerd en stelt kaders	Goedkeuring investeringen boven een drempel (TenneT)	Geen	Wordt geïnformeerd en debatteert hierover met minister KGG (TenneT)
9) Investeringsagenda		Financieringsbehoefte inzichtelijk maken	N.v.t.		Geen	Wordt geïnformeerd	Geen	Geen
10) Beleidsinterventies Rijk		Verschildt per interventie	Bindend		Beleidsverantwoordelijk	Geen, wordt geïnformeerd	Instemmen (indien budgettair)	Stemt in middels budgetrecht (indien budgettair)
11) Financiering door Staat /aandeel houder		De netbeheerder van voldoende vermogen voorzien	N.v.t.		Geen	Toetst op deelnemingen beleid en dient claim in	Instemmen	Stemt in middels budgetrecht
12) Nettarieven		Bekostiging van de investeringen van netbeheerders	Bindend		Geen, betreft bevoegdheid ACM	Geen	Geen	Geen
13) Maatregelen		Bijv. compenserende of mitigerende maatregelen	Bindend		Beleidsverantwoordelijk	Geen	Instemmen	Stemt in middels budgetrecht (indien budgettair)

Toelichting bij de tabel:

- 1) *Op EU-niveau worden ambities uitgesproken en wet- en regelgeving vastgelegd aangaande het klimaat- en energiebeleid. Sommige ambities, zoals CO₂-neutraliteit in 2050, zijn wettelijk verplicht. Dit geldt ook voor de verplichtingen rond het Integraal Energie en Klimaatplan (INEK). Nieuw beleid wordt voorbereid door het opstellen en voorleggen van BNC-fiches (Beoordeling Nieuwe Commissievoorstellen).*
- 2) *Met het eerste Nationaal Plan Energiesysteem (NPE), geeft het kabinet zijn langetermijnvisie op het energiesysteem met richtinggevend keuzes voor het energiesysteem in 2050. Hiermee*

is de energiecycclus gestart, het proces van het maken, uitvoeren en monitoren van keuzes omtrent de transitie. Elke vijf jaar komt een nieuw NPE uit, met een tussentijdse actualisatie.

- 3) In de Energienota wordt duiding gegeven aan de belangrijke ontwikkelingen in het energiesysteem van het afgelopen jaar, op basis van de verantwoordingsinformatie uit de Monitor Energiesysteem. In de bijgevoegde beleidsagenda staat een overzicht van concrete maatregelen om de impact van die knelpunten te verminderen.*
- 4) Met het Programma Energiehoofdstructuur (PEH) wordt gestuurd op de ruimtelijke ontwikkeling van nationale onderdelen van het energiesysteem op land. In de praktijk zijn benodigde uitbreidingsinvesteringen voor een belangrijk deel afhankelijk van de geografische ontwikkeling van vraag en aanbod. Door daar actief op te sturen kunnen uitbreidingsinvesteringen worden vermeden. Hier wordt ook de koppeling met Nota Ruimte gemaakt.*
- 5) In het Meerjarenprogramma Infrastructuur Energie en Klimaat (MIEK) geeft het kabinet invulling aan de tijdige realisatie van de maatschappelijk belangrijkste energie-infrastructuurprojecten door projecten te identificeren, programmeren en te prioriteren. Deze projecten worden vroegtijdig gestart en vervolgens gemonitord, waarbij eventuele knelpunten worden geadresseerd. Er is geen investeringsbudget aan het MIEK verbonden. MIEK-projecten moeten door netbeheerders worden opgenomen in IP's en krijgen voorrang in uitvoering.*
- 6) Er zijn verschillende eindbeelden denkbaar ten aanzien van het toekomstig energiesysteem. Om deze verschillende routes te verkennen, hebben de netbeheerders de Integrale Infrastructuurverkenning 2030-2050 (II3050) uitgevoerd. Voor deze studie worden externe experts, stakeholders en overheidsinstanties betrokken voor input en consultatie. KGG deelt de verkenning ter informatie met de Tweede Kamer.*
- 7) Het Ontwikkelkader Wind op Zee is een planmatige uitrol van wind op zee. Onder de Energiewet en de Elektriciteitswet wordt TenneT, na het vaststellen van het Ontwikkelkader, wettelijk verplicht de benodigde investeringen te doen en maakt daarvoor een IP.*
- 8) Een netbeheerder stelt tweejaarlijks een IP op, waarin alle noodzakelijk geachte uitbreidings- en vervangingsinvesteringen worden beschreven en onderbouwd. Deze plannen worden ter consultatie aangeboden aan belanghebbenden. KGG "onderzoekt" de IP's (voor het energiesysteem op land) op consistentie met beleid. Vervolgens toetst de ACM de plannen. Na deze toetsing worden de IP's een verplichting voor netbeheerders.*
- 9) Iedere netbeheerder stelt zelf een investeringsagenda op. Deze bevat een inzicht in de kosten die netbeheerders verwachten te maken in de komende jaren. Op basis hiervan wordt de financieringsbehoefte voor de netbeheerder vastgesteld.*
- 10) Beleidsinterventies van de Rijksoverheid kunnen betrekking hebben op wetgeving, ordening, normeren, beprijzen, subsidiëren (zoals SDE) en programma's (zoals LAN). KGG is beleidsverantwoordelijk ten aanzien van het energiesysteem. Indien deze maatregelen middelen vergen, wordt autorisatie gevraagd aan het parlement om de begroting te wijzigen.*
- 11) Financiering door de aandeelhouder kan gaan om kapitaalstortingen, leningen en garanties. In het geval van TenneT is de Staat de enige aandeelhouder. Het aandeelhouderschap van TenneT en Stedin is binnen het Rijk belegd bij het ministerie van Financiën. Bij de regionale netbeheerders zijn ook provincies en gemeenten (mede-)aandeelhouder, met uitzondering van Stedin waarin ook het Rijk participeert.*
- 12) De ACM stelt (de maximum) nettarieven vast. Dit gebeurt op basis van de efficiënte kosten die zijn gemaakt plus een redelijk rendement.*

13) Het kabinet kan maatregelen om de stijging van investeringskosten te dempen of om de rekening anders verdelen.

Relevant voor de besluitvorming over het stroomnet zijn twee prioriteringskaders: voor aanvragen van transportcapaciteit en uitbreidingsinvesteringen. Als onderdeel van haar reguleringsbevoegdheid heeft de ACM in 2024 het codebesluit "Prioriteringsruimte bij transportverzoeken" gepubliceerd, zodat partijen van groot algemeen belang ondanks de netcongestie, zo snel mogelijk worden aangesloten. Dit is een voorbeeld waar de ACM een afweging maakt tussen verschillende belangen en waar keuzes ingrijpende maatschappelijke gevolgen kunnen hebben. Door de urgentie van de netcongestie is Nederland het eerste land in Europa dat prioritering aan transportcapaciteit toepast. Op basis van het kader kunnen netbeheerders onder bepaalde voorwaarden afwijken van het principe *first come, first served*. Partijen die bijdragen aan bepaalde maatschappelijke belangen (congestieverzachting, veiligheid en basisbehoeften) krijgen voorrang op transportcapaciteit wanneer die beschikbaar komt. Het kabinet en parlement kunnen op basis van de huidige Europese regelgeving geen invloed uitoefenen op de prioritering voor transportcapaciteit. Wel kunnen partijen de rechter om een toetsing van het ACM-besluit vragen en dat gebeurt ook.¹⁵⁴

Bij de vergroting van de netcapaciteit wordt een maatschappelijk prioriteringskader gehanteerd dat door de overheden is opgesteld. Met dit kader krijgen MIEK-projecten en projecten voor aanlanding van WOZ voorrang in de IP's. Dit kader is opgenomen in de Energiewet en een ministeriële regeling, passend bij de ruimte die lidstaten hebben om eisen te stellen aan de IP's. Afgelopen jaar is het afwegingskader MIEK herzien en zijn nieuwe criteria voor projecten die een MIEK status krijgen vastgesteld. Het gaat nu om: maatschappelijk(e) doel en effect, toekomstig energiesysteem, inpassing in de fysieke leefomgeving, urgentie en schaalniveau. Onderdeel van de weging van maatschappelijke doelen zijn met name strategische autonomie, potentiële klimaatwinst, verdienvermogen, systeemintegratie, mobiliteit en de realisatie van basisbehoeften en veiligheid, waarbij de laatste twee ontleend zijn aan het eerder genoemde prioriteringskader van de ACM. Het doel van het dit nieuwe afwegingskader is om bijdrage van een project aan de brede welvaart beter af te wegen. Majeure projecten zouden ook onderworpen kunnen worden aan een maatschappelijke kosten- en batenanalyse, zoals bij mobiliteitsinfrastructuur gebruikelijk is. Daartoe zou een werkwijze opgesteld moeten worden.

De minister van KGG beslist na afstemming met de partners van het MIEK (medeoverheden en netbeheerders) welke projecten de MIEK-status krijgen.

Netverzwaringen komen momenteel via drie routes in het MIEK: (i) via het Cluster Energiestrategieën (CES)¹⁵⁵, (ii) via een provinciaal MIEK als het gaat om bovenregionale projecten¹⁵⁶; en (iii) systeemtrajecten, zoals het Ontwikkelkader Windenergie op Zee met de daaruit volgende aanlandingsprojecten. Opname in het MIEK biedt zekerheid dat het project ter hand kan worden genomen. Het parlement kan aan de minister voorkeuren meegeven voor (de toepassing van) het afwegingskader van het nMIEK en zodoende de prioritering van netverzwaring beïnvloeden. Het kan ook aangeven welke doelen en andere criteria het belangrijk vindt, de minister vragen nieuwe criteria toe te voegen en het kader te monitoren en te evalueren.¹⁵⁷

¹⁵⁴ Op 11 maart 2025 doet het College van Beroep voor het bedrijfsleven (CBb) een uitspraak over het prioriteringskader, waarbij de rechter kijkt naar de objectiviteit, transparantie en het non-discriminatoire karakter.

¹⁵⁵ Met de Cluster Energie Strategieën (CES) brengen industrie, netbeheerders en overheden de toekomstige vraag en aanbod aan duurzame energie voor een industriecluster in beeld.

¹⁵⁶ De zogenoemde pMIEK-projecten worden per provincie geselecteerd. Landelijk wordt gewerkt aan een uniforme werkwijze zodat de oplevering van de 12 pMIEKs goed verwerkt kan worden door de netbeheerders.

¹⁵⁷ Wetenschappelijke Klimaatraad (2024). Brief aan de Tweede Kamer, nr 29023-524.

6.2 Zicht op investeringsopgave en tarieven

Om meer zicht te krijgen op de investeringskosten is het project Financiële Impact Energietransitie voor Netbeheerders (FIEN) opgestart. PwC is hiermee in 2019 gestart op verzoek van de netbeheerders. Netbeheerders willen zo een bijdrage leveren aan de transparantie van de maatschappelijke kosten van de energietransitie. De eerste exercitie heeft geresulteerd in een publieke rapportage in 2021 met een actualisatie in 2023. Voor dit IBO is de FIEN-exercitie opnieuw geactualiseerd en uitgebreid, in het bijzonder met een inschatting van de impact op de energierekening van netgebruikers. Doordat netbeheerders vanwege de regulering geen bedrijfsgevoelige informatie met elkaar en met anderen mogen delen wordt gebruik gemaakt van een derde partij. Hoewel de prognose een beeld geeft van de investeringsopgave, is het beeld grofmazig en met veel onzekerheid omgeven. Bovendien is de collectieve investeringsopgave voor andere partijen slechts in beperkte mate navolgbaar. Dit was ook het geval tijdens het IBO-traject.

Het verdient aanbeveling om de investeringsprognose, de verwachte nettarieven en financieringsbehoefte van de netbeheerders op te nemen als extracomptabele overzicht bij de Voorjaarsnota en in geactualiseerde vorm bij de Miljoenennota. Onder de investeringsprognose wordt verstaan een overzicht van de verwachte jaarlijkse OPEX en CAPEX uitgaven per netbeheerder tot en met 2050. Hierbij moet onderscheid worden gemaakt tussen wat al is meegenomen in de IP's - en daarmee wettelijk verplicht is - en wat nog niet. De investeringsprognoses dient jaarlijks te worden geüpdatet. De basis hiervoor zijn de IP's die netbeheerders elke twee jaar voor 1 januari ter toetsing inleveren bij de ACM. Daarmee is de informatie beschikbaar voorafgaand aan het hoofdbesluitvormingsmoment in het voorjaar. De ACM heeft vanaf 1 januari twaal weken om de IP's te toetsen, waarna er eventueel aanpassingen plaatsvinden en de plannen vervolgens definitief gemaakt kunnen worden. Deze versie kan vervolgens worden opgenomen bij de Prinsjesdagstukken. In de jaren waarin geen IP's worden opgeleverd, kan een beperkte (prijs)actualisatie van alleen de financiële doorrekening van de IP's volstaan. Dit sluit aan bij een aanbeveling van de Studiegroep Begrotingsruimte die constateert dat momenteel niet alle informatie over de financiële gevolgen van het klimaat- en energiebeleid bekend zijn bij het hoofdbesluitvormingsmoment: "[...]de inkomsten en uitgaven van netbeheerders zijn de meest omvangrijke posten die nu niet in beeld zijn bij de besluitvorming.[...] Ook is de financiering van netbeheerders, die mede bestaat uit kapitaalstortingen vanuit het Rijk, niet volledig in beeld." De huidige FIEN-rapportage kan dienen als investeringsprognose, waarbij bij voorkeur wordt "doorgekeken" naar 2050 zoals in de eerste FIEN-rapportage, en ook de verwachte effecten op de nettarieven en de energierekening bevat, zoals in de meest recente FIEN-rapportage. Deze informatie is relevant als het kabinet in zijn besluitvorming de tariefstijging voor gebruikers wil dempen en dit integraal wil afwegen tegen concurrerende wensen.

Het transparant maken van de investeringskosten voor netbeheerders betekent *niet* dat de kabinet hierover de besluiten neemt, waarmee het parlement moet instemmen. Dat zou niet zuiver zijn in de bewust afgesproken verdeling van verantwoordelijkheden. Netbeheerders zijn gereguleerde bedrijven die de noodzakelijkheid van hun IP's laten toetsen door de ACM en vervolgens wettelijk verplicht zijn de IP's uit te voeren. De daarvoor noodzakelijke inkomsten worden door de ACM vastgesteld in de vorm van maximale nettarieven. De uitgaven en inkomsten zijn onderdeel van de financiële huishouding van de netbeheerders. Ze maken *geen* deel uit van de Rijksbegroting. Het Rijk heeft dan ook geen bevoegdheid de uitgaven en tarieven aan te passen en ze vallen ook buiten de democratische controle door het parlement. Wel kan het Rijk de stijgende investeringskosten dempen door beleidsmaatregelen te nemen gericht op een betere benutting

van het net of om de rekening anders te verdelen. Dat zijn onderdelen waarover het kabinet ook verantwoording aflegt aan het parlement, en waarop het parlement kan bijsturen.

Het inkomstenkader is niet geschikt om financieel te sturen op de nettarieven. In de huidige situatie zijn de nettarieven niet direct zichtbaar in het lastenbeeld in de Miljoenennota. Voor huishoudens geldt dat de huidige vaste nettarieven als onderdeel van de algehele inflatie wel meelopen in de besluitvorming over de koopkracht. In het inkomstenkader zijn op dit moment alleen belastingen en premies opgenomen, omdat deze onderdeel zijn van de bevoegdheden van het kabinet. De opname van nettarieven in het inkomstenkader is niet passend omdat de vaststelling van de tarieven een exclusieve bevoegdheid van de ACM is. Bovendien zou dit volgens de huidige systematiek betekenen dat als de nettarieven stijgen, elders een lastenverlaging moet worden gerealiseerd. Aangezien de nettarieven geen inkomstenbron van de Rijksoverheid zijn, zou een dergelijke neutralisering ten koste gaan van het EMU-saldo. Om het inkomstenkader begrijpelijk te houden en te gebruiken waarvoor het dient, namelijk budgettaire beheersbaarheid aan de inkomstenkant, is het beter om vast te houden aan bestaande definities en praktijk (beleids optie 6.1).

6.1

Het is van belang de eventuele financieringsvraag via de investeringsprognose mee te wegen in de voorjaarsbesluitvorming. Door de terugkijkende elementen in de regulering komen inkomsten vertraagd binnen terwijl investeringen sterk toenemen, hetgeen leidt tot een groeiende kapitaalbehoefte van netbeheerders en een toenemend beroep op aandeelhouders. Het bepalen van de financieringsbehoefte volgt onder andere uit de IP's, maar dit vindt veelal op een later moment plaats, waardoor er geen (directe) koppeling meer te maken is met de IP's. Dat draagt niet bij aan een goed inzicht in de oorzaak van de financieringsvraag. Een invulling van deze financieringsvraag dient onderdeel te zijn van de voorjaarsbesluitvorming. Een goede illustratie van de "getrapte" besluitvorming is wat de oud-minister Van Weyenberg de Tweede Kamer meegaf in een brief over een nieuwe lening aan TenneT: *"De lening financiert die investeringen op basis van al eerder uitgevoerd [of afgesproken] overheidsbeleid. Ik hecht eraan om dat te benadrukken. Wij hebben niet een nieuw investeringsplan bij die 25 miljard liggen."*

6.3 Inzicht in investeringsplannen en effecten van beleid

Deze paragraaf gaat over twee vormen van meer inzicht: (i) meer inzicht in de IP's inclusief consistentie en hoe ze aansluiten op de keuzes in beleid; (ii) meer inzicht in de (financiële en niet-financiële) effecten van nieuw beleid op de elektriciteitsinfrastructuur.

Inzicht in IP's

De netbeheerders zijn wettelijk verplicht om bij het opstellen van de investeringsplannen rekening te houden met keuzes in het overheidsbeleid. De IP's worden ook breed geconsulteerd. Dit neemt niet weg dat de koppeling tussen de IP's en beleid moeilijk navolgbaar is en de consistentie moeilijk is vast te stellen. Tot voorheen toetste de minister van KGG de IP van met name de landelijke netbeheerder op de ontwikkelingen in de energiemarkt en de energietransitie. Deze toets was beknopt. De nieuwe Energiewet plaatst de minister op nog grotere afstand: de beoordeling van de ontwerp-IP's van netbeheerders is geen toets, maar slechts een onderzoek of ze voldoende rekening houden met het nationale energie- en klimaatplan. Dit onderzoek vindt voortaan parallel plaats aan de bredere consultatie van het plan, in plaats van parallel aan de ACM-toets. Overigens is de navolgbaarheid van het IP voor het net op zee minder ingewikkeld. TenneT is wettelijk verplicht om de opdracht die in het Ontwikkelkader windenergie op zee wordt gedefinieerd op te nemen in het IP en uit te voeren.

Een eerste stap om tot meer inzicht en consistentie te komen is een (wettelijke) institutionalisering van een gezamenlijk proces voor het ontwikkelen van scenario's. Als nieuwe standaard stellen de netbeheerders samen elke 2 jaar scenario's op voor de ontwikkeling van het energiesysteem in de komende 25 jaar. Deze scenario's worden zowel gebruikt voor het II3050 als voor de IP's. Netbeheerders maken hierin de aannames transparant. Het gaat dan om aannames over beleid, de ontwikkeling van het energiesysteem, ruimtelijke ontwikkeling van vraag en aanbod, volumes en prijzen, en het aandeel flexibiliteit en leveringszekerheid. Samengenomen zijn deze aannames zeer bepalend voor waar netverzwaringen en –uitbreidingen plaatsvinden. Voorafgaand aan de verdere doorrekening van de scenario's door de netbeheerders is het wenselijk dat de planbureaus meekijken met deze aannames en het ministerie van KGG de consistentie met beleid toetst. Dit proces kan leiden tot aanpassing van de gemaakte aannames. Gezien de inherente onzekerheden wordt het opstellen van meerdere scenario's voortgezet. De scenario's vormen de "hoekpunten" van de mogelijke ontwikkelingen. Het is belangrijk dat deze hoekpunten flink "uit elkaar" staan en dus ook rekening houden met ingrijpende ontwikkelingen, zoals een substantiële vraaguitval vanuit de industrie (zie hoofdstuk 3). Bij deze meerdere scenario's wordt voortaan één scenario opgesteld dat direct aansluit bij het overheidsbeleid, zoals dat in eerdergenoemde documenten naar voren komt. Daarop ligt ook het zwaartepunt van de beoordeling door de minister van KGG. De eindversie van de set aan scenario's wordt aan de minister en de ACM beschikbaar gesteld, waarna de minister deze deelt met de Tweede Kamer.

Ten tweede wordt er tussen de gezamenlijke II3050-scenario's en de IP's van netbeheerders een extra stap ingebouwd: de integrale infrastructuurplanning. In een ideale situatie zou de infrastructuurcomponent onderdeel uitmaken van de scenario's omtrent het energiesysteem. Zowel het NPE als II3050 bevat geen doorvertaling van de ontwikkelrichting en scenario's over wat er qua uitvoering en implementatie aan infrastructuur nodig is. Het PEH geeft een ruimtelijke vertaling naar de programmering van ruimte, maar niet naar de programmering van individuele projecten, realisatietermijnen en investeringsbesluiten. Een integrale planning van de netbeheerders gezamenlijk draagt bij aan de doelmatigheid, door op systeemniveau te bekijken hoe infrastructuur zo efficiënt mogelijk ingericht en benut kan worden. Het doel is dat het transportnetwerk niet meer het resultaat is van *bottom-up* verzoeken, maar een ontworpen systeem waarbij netuitbreiding plaatsvindt op plekken waarvan de maatschappelijke waarde groot genoeg is en past bij andere maatschappelijke inrichtingskeuzes. Door dit proces vanuit het Rijk te institutionaliseren en een toetsing te doen aan de hand van bovengenoemde producten over het energiesysteem en de infrastructuur die het Rijk vaststelt, komt er meer interactie tussen beleid en de doorvertaling naar infrastructuur en meer centrale regie. Deze stap kan een extra product van de netbeheerders worden met als uiteindelijk doel om dit op termijn te integreren met II3050 en NPE-scenario's. Dit zal met de netbeheerders nader moeten worden besproken. Voor deze exercitie maken netbeheerders gebruik van verschillende capaciteitsmodellen. Het verdient aanbeveling om deze modellen eens in de vijf jaar te onderwerpen aan een *peer review* - zoals in andere sectoren gebruikelijk is - waaraan deskundigen deelnemen.

Een derde stap is om meer consistentie aan te brengen tussen het beleid, de scenario's, en de investeringsplannen van individuele netbeheerders. De IP's van de individuele netbeheerders moeten aansluiten bij de scenario's, in het bijzonder bij het scenario dat gekoppeld is aan het beleid, en rekening houden met de gezamenlijke infrastructuurplanning en met inzichten per regio of met specifieke zaken bij individuele bedrijven. Het helpt daarbij als de overheid de richtinggevende keuzes in het NPE concreter maakt. Met de invoering van de nieuwe Energiewet

kijken de IP's voortaan niet meer 10 jaar, maar 15 jaar vooruit. Ook worden er nadere eisen gesteld aan de inhoud van de IP's: ze moeten voortaan ook een inschatting bevatten van de financiële implicaties, aandacht besteden aan ruimtelijke stappen die alvast genomen kunnen worden (PEH/pVAWOZ) en inzicht bieden in de (verschillende) afwegingen. Zoals in hoofdstuk 3 is onderstreept, moet de keuze om te investeren in een versterking en uitbreiding van de elektriciteitsinfrastructuur afgewogen worden tegen de keuze om meer in te zetten op flexibiliseringsmaatregelen of de bestaande (reserve)capaciteit intensiever te benutten. Nu worden deze keuzes hooguit impliciet gemaakt. Daarom is het ook beter om voortaan te spreken van (brede) actieplannen in plaats van IP's. Ook hier wordt de toetsing versterkt. De minister van KGG onderzoekt de concept-IP's op consistentie met beleid. Daaronder vallen ook ruimtelijke aspecten zoals locaties van vraag en aanbod. De planbureaus worden door het ministerie van KGG meegenomen in dit onderzoek en checken de veronderstellingen. De ACM toetst de investeringen uiteindelijk op noodzakelijkheid en controleert de of de totstandkoming van de plannen van netbeheerders procesmatig en inhoudelijk in lijn is met vereisten in de regelgeving. De definitieve IP's worden door de minister van KGG met de Tweede Kamer ter informatie gedeeld.

Inzicht in effecten van beleid

De huidige praktijk van onvoldoende integrale besluitvorming kan leiden tot maatschappelijk suboptimale uitkomsten. Een voorbeeld is het beleid rond zonneparken. De Subsidie Duurzame Energie (SDE) stimuleerde de productie van zonne-energie zonder daarbij te differentiëren naar eventuele verschillen in benodigde netwerkontwikkelingen bij de realisatie op locaties in het land. Met als gevolg dat de zonneparken vooral in Drenthe en Friesland tot stand kwamen, waar veel (relatief goedkope) grond beschikbaar was, maar weinig transportcapaciteit. Hierdoor moest het net worden verzwaaard. Mogelijkerwijs zijn de systeemkosten hierdoor hoger uitgevallen dan wanneer de zonneparken waren geplaatst in gebieden met meer transportcapaciteit of in gebieden waar ook vanuit de vraag behoefte is aan netuitbreidingen, zodat de investeringen doelmatiger zijn. Daarnaast kan een deel van de opgewekte stroom het net niet op, wat leidt tot het mislopen van maatschappelijke baten. Volgens Energieopwek.nl, dat mede wordt ondersteund door het Nationaal Klimaat Platform, Gasunie en TenneT, is hierdoor in het tweede kwartaal van 2024 zo'n 1.700 gigawattuur (ongeveer zes dagen het totale stroomverbruik in Nederland) aan duurzame stroom 'niet geoogst'.¹⁵⁸ Een ander, actueel voorbeeld betreft de locatiekeuzes van nieuwe kerncentrales. Deze keuzes moeten mede gebaseerd zijn op inzichten over waar het bestaande net dit aan kan of waar een aanpassing op een effectieve en doelmatige wijze mogelijk is. Kerncentrales bouwen op plaatsen van (oude) elektriciteitscentrales kan vanuit dit perspectief bijvoorbeeld logischer zijn dan te kiezen voor nieuwe locaties.

Netbeheerders zouden betrokken moeten worden bij beleidsvoorstellen die naar verwachting grote impact hebben op het elektriciteitsnet ("netwerктоets"). De kern van de netwerктоets is om bij beleidsvoornemens van het Rijk zelf en niet pas in een later stadium inzicht te hebben in de (financiële) consequenties op het stroomnet. Hiervoor kan het bestaande Beleidskompas worden benut, namelijk de vraag "Welke verplichte toetsen moet ik uitvoeren om de mogelijke gevolgen van een beleidsoptie verder in beeld te brengen?" Wanneer er sprake is van financiële consequenties, dan is het logisch de discussie over het beleidsvoornemen onderdeel te laten zijn van de voorjaarsbesluitvorming: de discussie over inhoud en de discussie over geld worden dan dichterbij elkaar gebracht. De netwerктоets zou daarom moeten worden uitgevoerd met netbeheerders en het Rijk. De breedte van de beleidsinstrumenten zou daarin meegenomen moeten worden. Zo kan er een afweging plaatsvinden tussen het uitbreiden van het net tegen de

¹⁵⁸ Nationaal Klimaatplatform (2024). *Minder besparing door afschakelen.*

maatschappelijke kosten en tegen andere manieren om het energiesysteem te verduurzamen zonder een uitbreiding van het netwerk. Aangezien nu veel van de uitgaven aan het stroomnet niet via de begroting lopen, zal er dus extra moeite moeten worden gedaan om deze discussie te voeren. Zijn de indirecte financiële gevolgen groot, dan moeten ook alternatieven worden overwogen. Om de toets hanteerbaar te houden, kan een drempel van bijvoorbeeld 200 miljoen euro worden gehanteerd. Dit is overeenkomstig de drempel die het Rijk als aandeelhouder gebruikt bij projecten van TenneT. Ook kunnen netwerkbedrijven zich actief melden als ze denken dat de gevolgen van een voorstel dit bedrag te boven gaan. Deze melding dient ook gedeeld te worden met de Tweede Kamer.

Het is ook nodig om de wisselwerking tussen ruimtelijke ontwikkelingen en aanpassingen van het energiesysteem vroegtijdig mee te nemen in het beleid. Dit wordt wel energieplanologie genoemd.¹⁵⁹ Van oudsher is de aanpak reactief; zowel een initiatiefnemer als een netbeheerder geeft aan dat een uitbreiding van infrastructuur nodig is, waarna het Rijk een projectprocedure start voor de ruimtelijke inpassing en vergunningverlening. Het is belangrijk dat de ruimtelijke inpassing eerder wordt meegewogen bij besluiten over energie en vice versa. Door in de eerder genoemde integrale infrastructuurplanning ook de ruimtelijk dimensie te betrekken, kan er (mede) vanuit het energiesysteem ruimtelijk gestuurd worden op de locaties van vraag, aanbod en opslagcapaciteit. Ook kan ruimte proactief beschikbaar gemaakt worden op cruciale plekken om zo de uitvoering van bijvoorbeeld woningbouw te versnellen. Provincies en gemeenten zijn verantwoordelijk voor de inpassing van regionale energie-infrastructuur. Indien zij in staat willen zijn om ook proactief locaties aan te wijzen, is er ook meer transparantie nodig in de (totstandkoming van) IP's voor de regionale netinfrastructuur. Een aanpassing van de Omgevingswet kan ervoor zorgen dat overheden het belang van het doelmatig gebruiken en ontwikkelen van de energie-infrastructuur expliciet mee kunnen wegen bij ruimtelijke vergunningverlening op grond van de Omgevingswet. Dit moet ertoe leiden dat gemeenten netcapaciteit tijdig en beter in meenemen bij ruimtelijke planvorming en dat medeoverheden ook dwingend kunnen sturen op de locatie van activiteiten in relatie tot de energie-infrastructuur. Daarvoor heeft de gemeente informatie nodig van de netbeheerder. Deze werkwijze behoeft nadere uitwerking om juridisch goed te kunnen verankeren.

Bovendien is vanwege de schaarse ruimte een integrale ruimtelijke visie noodzakelijk. Bij het bepalen welke energieprojecten op lange termijn nodig zijn, zijn keuzes in de Nota Ruimte en NOVEX relevant. Ze helpen bepalen welke energievragende functies, in samenhang met andere opgaven, op welke locaties plaats gaan vinden en hoe het net het meest efficiënt benut kan worden. In de uitvoering van projecten kunnen de Nota Ruimte en NOVEX ook helpen. Gezien de complexiteit kennen infrastructuurele projecten, zeker grote projecten, een zeer lange doorlooptijd van soms wel meer dan 10 jaar. Een groot deel van deze tijd betreft de besluitvorming over de locatiekeuze en hoe andere belangen daarin worden meegewogen. Als de gezamenlijke visie op een gebied aan de voorkant duidelijk is, dan kan dit de besluitvorming over de inpassing van projecten versnellen. Het is daarom belangrijk dat de visie op de ruimtelijke ontwikkeling van het nationale energiesysteem van het Rijk (PEH, pVAWOZ) en van medeoverheden een plek hebben in het programma NOVEX. In het programma NOVEX worden verschillende ruimtelijke uitdagingen samengebracht. Zo kunnen samenhangende keuzes worden gemaakt voor het betreffende gebied en een plek krijgen in de provinciale ruimtelijke visies (POVI's). De structurerende keuzes tussen ruimtelijke opgaven op nationaal niveau worden gemaakt in de Nota Ruimte. Het Rijk voert regie op de ruimtelijke ordening en de minister van Volkshuisvesting en Ruimtelijke Ordening (VRO)

¹⁵⁹ Kamerstukken II 2022-2023 31239-369. Stimulering duurzame energieproductie.

heeft daarin een coördinerende rol. De minister van VRO draagt vanuit die coördinerende rol zorg voor gezamenlijke besluitvorming in het kabinet.

Ook dienen bij de vaststelling van het ontwikkelkader windenergie op zee de budgettaire consequenties inzichtelijk te zijn. Het ontwikkelkader stelt de kaders aan het elektriciteitsnet op zee en geeft TenneT opdracht tot het realiseren van (delen van) het net op zee. Zodra het ontwikkelkader is vastgesteld, heeft TenneT de wettelijke verplichting om dit aan te leggen. De financiering hiervoor en de ruimtelijke inpassing vinden nu plaats *nadat* de behandeling van het ontwikkelkader is geweest. Voor een meer integrale besluitvorming is het nodig dat de financiële gevolgen, waaronder de financieringsbehoefte zo goed mogelijk inzichtelijk zijn voordat het ontwikkelkader wordt vastgesteld. In principe dient de Kamer akkoord te zijn met de budgettaire consequenties, voordat deze in opdracht worden gegeven aan TenneT.

6.4 Meer integraal besluiten en verantwoorden

Het is zaak de beleids- en het begrotingscyclus sterker te verbinden om tot een meer integrale besluitvorming te komen en het democratische proces te verbeteren. De investeringen in het elektriciteitsnet zijn van groot maatschappelijk belang en vertegenwoordigen tegelijkertijd een grote maatschappelijke kostenpost. Deze kostenpost wordt in principe gedragen door de gebruikers van het net: burgers, instellingen en bedrijven. Zij kunnen niet stemmen met hun voeten, aangezien ze niet zonder een elektriciteitsaansluiting kunnen en netbeheerders (regionale) monopolies zijn. Dit maakt het des te belangrijker dat er sprake is van ordelijke besluitvorming en een goede democratische controle. Om die controle te kunnen uitoefenen, is het van belang dat het parlement een goed inzicht heeft in de kosten en dat het helder is of en wanneer politiek kan worden bijgestuurd. Deze paragraaf plaatst de hierboven besproken verbeteringen in de verschillende producten in het proces van besluitvorming en verantwoording.

Bij een betere besluitvorming en verantwoording speelt een aantal praktische en principiële uitdagingen. Ten eerste zijn kostenramingen inherent onzeker. De prijs van materieel en personeel ontwikkelt zich over de tijd. Dit soort autonome ontwikkelingen kunnen tot grote veranderingen in investeringskosten leiden, ook als geen nieuwe beleidskeuze is gemaakt. Ten tweede zijn netbeheerders Europeesrechtelijk verplicht tot bepaalde investeringen; dit betekent dat de invloed vanuit de (nationale) politiek in sommige gevallen beperkt is. Dit voorkomt ook dat kortetermijnbelangen of specifieke belangen van lidstaten het functioneren van de internationale energiemarkt en de belangen van (toekomstige) gebruikers schaden. Ten derde volgen de meeste kosten uit beleidskeuzes die breder zijn dan alleen het elektriciteitsnetwerk en die hun eigen politiek-maatschappelijke dynamiek kennen. Zo zijn netkosten waarschijnlijk niet van doorslaggevende betekenis bij beleidskeuzes die tot meer strategische autonomie moeten leiden of de klimaatneutraliteit moeten bevorderen. Besluitvorming kan dan ook nooit over netwerkkosten alleen gaan, maar zal altijd onderdeel zijn van een bredere maatschappelijke en politieke discussie. Dit betekent dat er inherente grenzen zijn aan de budgettaire grip van het kabinet en het parlement op de ontwikkeling van de kosten van netbeheerders. Tegelijkertijd zijn er mogelijkheden om de besluitvorming te stroomlijnen door drie verbeteringen door te voeren.

Ten eerste dienen bij het hoofdbesluitvormingsmoment over de begroting (in het voorjaar) een drietal stukken beschikbaar te zijn: (i) De jaarlijkse update van de investeringsprognoses voor een periode van 25 jaar samen met de verwachte effecten op de tarieven en de energierekening; (ii) de concept-IP's die de netbeheerders hebben ingediend bij de ACM; en (iii) een duiding door de minister van KGG hoe deze rapportages zich verhouden tot de eerder uitgebrachte Energienota en een inschatting van de totale kosten van het energiesysteem

van de toekomst. De minister van KGG is verantwoordelijk voor het aanleveren van deze stukken. Deze stukken worden na de voorjaarsbesluitvorming en na de toetsing van de IP's ook beschikbaar gesteld aan het parlement (uiterlijk bij de Miljoenennota).

Ten tweede moeten in het voorjaar de relevante budgettaire gevolgen goed in beeld zijn. Dat gaat om de effecten van (iv) (compensatie)maatregelen; (v) de financieringsbehoefte van netbeheerders; en van (vi) eventueel nieuw beleid. Op basis van de investeringsprognose kan de minister van KGG in de beleidsbrief voor de voorjaarsbesluitvorming een voorstel indienen om de kostenstijging voor burgers, instellingen en bedrijven te dempen. Dit gebeurt bij voorkeur voor een periode van 5 jaar, omwille van voorspelbaarheid naar de netgebruikers toe. Elk jaar kan deze demping eventueel nader gefinetuned worden op basis van de meest actuele inzichten. Het kan ook zijn dat de IP's van netbeheerders aanleiding geven tot aanvullende maatregelen van het kabinet voor een langere periode, bijvoorbeeld ten aanzien van het bevorderen van flexibiliteit. Wat de financiering van TenneT (en Stedin) betreft, wordt nu *ad hoc* mandaat gevraagd aan de Kamer op het moment dat nieuwe financiering bedrijfsmatig noodzakelijk wordt. Door deze financieringsbehoefte mee te nemen in de voorjaarsbesluitvorming en vervolgens op te nemen in de eerste suppletoire begroting bij de Voorjaarsnota kan de Tweede Kamer om mandaat worden gevraagd voor de benodigde leningen, garanties of kapitaalstortingen. Hierdoor wordt het financieringsvraagstuk sterker gekoppeld aan het kostenvraagstuk. Daarbij geldt wel dat de ruimte om bij te sturen beperkt kan zijn. Veel verplichtingen van TenneT volgen uit reeds bestaande (Europese) wettelijke taken. Indien de Kamer besluit de begroting (en daarmee de financiering) niet goed te keuren, wordt TenneT niet ontslagen van deze verplichtingen. Dit kan betekenen dat TenneT zelf keuzes moet maken om te besparen op doelen waar daarvoor juridisch ruimte is, of zelfs om financiering buiten de overheid om te organiseren. Het moment om daadwerkelijk invloed uit te oefenen is wanneer beleidskeuzes worden gemaakt die leiden tot deze verplichtingen. Daarom is het van belang dat de (financiële) effecten van nieuw of aangepast beleid op elektriciteitsnetwerk ook zo veel mogelijk bij de Voorjaarsnota worden betrokken (de genoemde 'netwerkttoets'). Daarover legt het kabinet vervolgens richting de Kamer verantwoording af.

Ten derde is het zaak dat de Kamer akkoord is met de budgettaire consequenties van uitbreidingen van het net op zee vóór deze in opdracht aan TenneT worden gegeven. Het Rijk brengt jaarlijks, in samenwerking met TenneT, in beeld wat de financiële consequenties zijn van de gewenste uitbreidingen van het net op zee. Deze financiële consequenties worden opgenomen in de investeringsagenda van TenneT die in de voorjaarsbesluitvorming wordt meegenomen. Bovendien worden de inpassingskosten gekoppeld aan de ruimtelijke besluitvorming ((Partiële Herziening) Programma Noordzee). Voor het aanwijzen van windenergiegebieden op zee moeten ook de inpassingskosten (via de voorjaarsbesluitvorming) gedekt zijn. Na de voorjaarsbesluitvorming en goedkeuring door de Kamer kan het ministerie van KGG het ontwikkelkader aanpassen en de gewenste uitbreidingen van het net op zee daadwerkelijk in opdracht aan TenneT geven. Hiermee heeft de Kamer budgetrecht op zowel de financiering van TenneT voor het net op zee als op de inpassingskosten. De Kamer krijgt het ontwikkelkader ter informatie toegestuurd.¹⁶⁰ Aandachtspunt is dat de precieze kosten vaak pas inzichtelijk zijn nadat TenneT het ontwikkelkader heeft kunnen opnemen in het investeringsprogramma en dit – in de nieuwe praktijk – is goedgekeurd door de ACM. Daarmee kunnen de consequenties dus afwijken

¹⁶⁰ Bovenstaande aanbeveling is van toepassing op wijzigingen in het ontwikkelkader met grote financiële consequenties voor Rijk en/of TenneT. Het ontwikkelkader gaat ook over technische eisen aan het net op zee, een planning van de uitrol van het net op zee etc. Wijzigingen hierin hebben geen, beperkte of soms zelfs positieve financiële consequenties. Gezien de geringe impact hoeft dit soort wijzigingen niet te wachten op de voorjaarsbesluitvorming. In situaties waar er wel aanzienlijke financiële consequenties zijn maar de volgende voorjaarsbesluitvorming niet afgewacht kan worden zal er in afstemming tussen KGG, FIN en TenneT tot een maatwerkoplossing moeten worden gekomen.

van de ingeschatte kosten. Dat betekent dat er mogelijk mee- of tegenvallers zullen optreden, die daarmee onderdeel worden van het reguliere begrotings- en verantwoordingsproces.

6.5 Enkele observaties bij de huidige governance

Een beter samenwerking tussen het beleidsdepartement en de aandeelhouder van netbeheerders is gewenst om een betere besluitvorming mogelijk te maken. Het publieke aandeelhouderschap is een aanvulling op wet- en regelgeving en beleidsinterventies. Het scheiden van de rollen van aandeelhouder en beleidsmaker past bij de te onderscheiden verantwoordelijkheden. Tegelijkertijd mag het niet betekenen dat ze volledig los van elkaar werken. De aandeelhouder dient bij het invullen van het aandeelhouderschap rekening te houden met de veelal Europees ingegeven doelen van het beleidsdepartement. Omgekeerd geldt dat het beleidsdepartement in overleg dient te treden met de aandeelhouder wanneer nieuwe beleidsvoorstellen de deelneming raken. Dit is in lijn met de aanbeveling van de Algemene Rekenkamer en is nog niet altijd staande praktijk.¹⁶¹ Verdere samenwerking tussen het beleidsdepartement en de aandeelhouder kan ook leiden tot gezamenlijk overleggen met de netbeheerder, in dit geval TenneT. Ook bij provincies en gemeenten lopen de belangen van beleidskant en de financiële kant vaak uit elkaar en kunnen deze meer bij elkaar worden gebracht.

Met zes regionale netbeheerders is het de vraag of de schaalgrootte en geografische spreiding optimaal ingericht is. Het huidige aantal regionale netbeheerders in Nederland komt voort uit historische ontwikkelingen. Dit geldt ook voor andere landen in Europa.¹⁶² Het aantal RNB's varieert per land in Europa van één (Griekenland, Slovenië en Ierland) tot 883 (Duitsland). Nederland heeft zes RNB's waarvan drie grote en drie (heel) kleine. Niet alle RNB's hebben aaneengesloten verzorgingsgebieden. Zo is Enexis actief in zowel Groningen en Drenthe als in Noord-Brabant en Limburg. Als de kaart opnieuw zou worden getekend, dan zou waarschijnlijk voor een andere, meer consistente indeling worden gekozen met een kleiner aantal regionale netbeheerders. Het zou vanwege de schaal en doelmatigheid logisch zijn op termijn te komen tot een congruent herontwerp. Voor de korte termijn zou dit echter te zeer afleiden van het doorzetten van wat nodig is voor de energietransitie die nu prioriteit heeft.

Het aandeelhouderschap van regionale netbeheerders is versnipperd waarbij er onvoldoende samenhang is tussen het verzorgingsgebied en aandeelhouderschap. In Nederland zijn 281 gemeenten en provincies onevenredig aandeelhouder van de zes regionale netbeheerders. De structuur van de RNB's met hun vele aandeelhouders maakt het moeilijk om tot besluitvorming te komen, als het om toetreding, dividenduitkering en andere vennootschaps-zaken gaat. Ook is er niet altijd een eenduidige relatie tussen het verzorgingsgebied van de betreffende netbeheerder en de aandeelhouders ervan. Zo geldt voor Alliander dat het meer dan drie provincies beslaat qua verzorgingsgebied, maar dat de provincie Gelderland bijna 50% van de aandelen heeft. Deze verhoudingen kunnen ervoor zorgen dat aandeelhouders zich beperkt verantwoordelijk voelen of dat de financiële discussie de boventoon voert. Ook heeft een individuele gemeente of provincie maar beperkte invloed op de investeringsagenda van de RNB's. Er zitten voor een gemeente of provincie dus maar beperkt voordelen aan het hebben van aandelen bij een RNB vanuit beleidsperspectief. Dit kan ervoor zorgen dat het minder aantrekkelijk is voor gemeenten en provincies om aandeelhouder te zijn van RNB's (beleids optie 6.2).

6.2

¹⁶¹ Algemene Rekenkamer (2021). *In publieke handen – Nieuwe taken voor staatsdeelnemingen in de energietransitie*.

¹⁶² Eurelectric (2020). *Distribution Grids in Europe. Facts and Figures 2020*.

Box 6.1 - Vergelijking met investeringen in wegen- en spoornet

De elektriciteitsinfrastructuur is niet de enige sector waarin langjarig voor grote bedragen maatschappelijke investeringen moeten worden gedaan. Dit is ook het geval bij investeringen in wegen, spoor, waterwerken en vaarwegen. Die praktijk kan ook lessen bieden voor de elektriciteitsinfrastructuur. Tegelijkertijd zijn er belangrijke verschillen waardoor de governance bij de één niet als blauwdruk kan dienen voor de ander.

Bij investeringen in wegen, het spoornet en water vindt besluitvorming over langjarige investeringen plaats via het MIRT. Het MIRT staat voor het Meerjarenprogramma Infrastructuur, Ruimte en Transport. Jaarlijks wordt het MIRT Overzicht als bijstuk van de begroting van het ministerie van Infrastructuur en Waterstaat (IenW) op Prinsjesdag aan de Tweede Kamer aangeboden. De Rijksuitgaven lopen via het Mobiliteitsfonds en het Deltafonds. Het MIRT gaat uit van samenwerking tussen het Rijk, decentrale overheden (provincies, gemeenten, vervoerregio's, waterschappen), maatschappelijke organisaties en het bedrijfsleven.

Het MIRT-overzicht biedt een gedetailleerde lijst van projecten, inclusief de planning en financiering (bijvoorbeeld uit Rijksmiddelen, vanuit medeoverheden of uit EU-subsidies). Voor elk project en programma wordt een overzicht gegeven van de verwachte kosten per jaar over een langere periode, ten behoeve van transparantie over toekomstige uitgaven en verplichtingen. Voor grote projecten kan een maatschappelijke kostenbatenanalyse (MKBA) worden opgesteld. Prorail en Rijkswaterstaat voeren de investeringen uiteindelijk uit. Rijkswaterstaat is een agentschap van IenW en haar uitgaven worden via de begroting van IenW goedgekeurd door de Kamer. Voor beheer en onderhoud aan het spoor worden meerjarige subsidies verstrekt, met afspraken over beschikbaarheid, punctualiteit, en veiligheid. De Kamer keurt deze subsidies goed via de begroting van IenW. Besluiten over investeringen van ProRail voor uitbreidingen lopen ook via de MIRT-systematiek.

De MIRT-systematiek biedt interessante voorbeelden hoe meer systematisch in beeld kan worden gebracht wat de benodigde investeringen in de fysieke infrastructuur op langere termijn zijn. Nu worden verschillende stukken, zoals het MIEK en het IP van TenneT naar de Kamer gestuurd, maar kan de samenhang en consistentie worden vergroot. Een aantal beleidsopties in dit hoofdstuk sluiten hierbij aan. Door de voorgestelde aanpassingen in het besluitvormingsproces wordt de Kamer bijvoorbeeld op vaste momenten geïnformeerd over de benodigde investeringen in het stroomnet. Een belangrijk verschil met de MIRT-systematiek blijft echter dat bij het stroomnet er meer dwingende wettelijke verplichtingen bestaan dan bij de meeste andere vormen van fysieke infrastructuur. De Tweede Kamer kan een besluit om een weg of spoorlijn aan te leggen in principe terugdraaien en heeft ook meer juridische ruimte om op zaken als beschikbaarheid of punctualiteit bij ProRail te sturen. Die ruimte is er bij het stroomnet een stuk minder.

Om dezelfde reden is het omvormen van TenneT tot een agentschap of zelfstandig bestuursorgaan (zbo) niet de oplossing om meer grip te krijgen op de uitgaven van TenneT. Ook als agentschap of zbo zal TenneT zich moeten houden aan de wettelijke verplichtingen en blijft de sturingsruimte voor de Tweede Kamer beperkt. Een dergelijke omvorming raakt bovendien aan Europeesrechtelijke afspraken (zo moet de netbeheerder een privaatrechtelijke partij zijn) en brengt het risico met zich mee dat de komende jaren

vooral opgaan aan deze omvorming en de benodigde investeringsagenda daardoor vertraagt. Dit is dus geen oplossing om de Tweede Kamer meer invloed te geven, maar het moet worden aangegrepen om een sterkere betrokkenheid te krijgen op het moment dat wettelijke verplichtingen worden aangegaan. Dat moet voldoende inzicht bieden in de daarna niet meer omkeerbare budgettaire consequenties, zodat de Kamer zich hierover kan uitspreken.

6.6 Beleidsopties

In dit hoofdstuk zijn concrete voorstellen gedaan om het besluitvormingsproces van het Rijk te stroomlijnen en de verantwoording aan het parlement te verbeteren. Aangezien deze voorstellen niet direct vallen onder de “gereedschapskist” met inhoudelijke interventies, maar gericht zijn op de verbetering van bestaande processen is ervoor gekozen geen aparte beleids optie te maken. De voorstellen in dit hoofdstuk kunnen in de volgende opsomming worden samengevat:

1. Neem de investeringsprognoses (nieuw document), verwachte nettarieven en de financieringsbehoefte van de netbeheerders op in een extracomptabel overzicht bij de Voorjaarsnota en in geactualiseerde vorm bij de Miljoenennota.
2. Zorg voor een (wettelijke) institutionalisering van een gezamenlijk proces om tot scenario’s te komen.
3. Bouw een extra stap in tussen de II3050-scenario’s en de IP’s van individuele netbeheerders in de vorm van een integrale infrastructuurplanning.
4. Vergroot de consistentie tussen de scenario’s, de IP’s en het beleid. Daarvoor is een concretisering van het NPE nodig.
5. Betrek netbeheerders bij beleidsvoorstellen die naar verwachting grote impact hebben op het elektriciteitsnet (“netwerктоets”).
6. Maak meer werk van energieplanologie waardoor de besluitvorming over ruimtelijke ordening en energiebeleid eerder en beter met elkaar worden verbonden.
7. Zorg ervoor dat de Kamer akkoord is met de budgettaire consequenties voor uitbreidingen van het net op zee vóórdat TenneT deze in opdracht krijgt.
8. Maak de volgende stukken beschikbaar voor de voorjaars- en augustusbesluitvorming om de beleids- en begrotingscyclus te stroomlijnen:
 - (a) investeringsprognose, verwachte tariefontwikkeling en effecten energierekening;
 - (b) (concept)IP netbeheerders;
 - (c) duiding van de prognose vanuit beleids perspectief;
 - (d) eventuele (compensatie) maatregelen, bij voorkeur voor vijf jaar;
 - (e) financieringsbehoefte van netbeheerders; en
 - (f) eventueel nieuw beleid.

Deze voorstellen zijn specifiek gericht op verbeteringen in de besluitvorming over het elektriciteitssysteem en zullen moeten worden ingebed in de bredere besluitvorming over het totale energiesysteem. Medeoverheden kunnen de voorstellen benutten voor hun eigen processen. Hiernaast zijn onderstaande beleids opties nader uitgewerkt.

Tabel 6.2 Overzicht van beleids opties en bijbehorende nummers

NUMMER	BELEIDSOPTIE
6.1	Extra verantwoord en via lastenkader
6.2	Aanpassen financiering regionale netbeheerders

7. Schakelen naar beleidsopties

- Na een transitie van kolen naar gas in de vorige eeuw maakt Nederland momenteel een tweede energietransitie door die de gehele samenleving raakt. De elektrificatie van Nederland volstrekt zich in rap tempo, zowel onder huishoudens als bij bedrijven, maar er is er nog een flinke weg af te leggen. De energietransitie wordt ondertussen ook sterk gedragen door marktpartijen en steeds meer gedreven door de technologie.
- De voortgaande elektrificatie veroorzaakt een hoge druk op het elektriciteitsnet en vraag om hoge investeringen en scherpe keuzes. Niets doen is geen optie en gaat met hoge kosten gepaard: de wachtlijsten voor bedrijven blijven oplopen, de woonopgave komt in de knel, congestiemanagement en balanceringskosten kosten steeds meer geld en verplichtingen worden niet nagekomen.
- In dit IBO zijn beleidsopties in beeld gebracht langs de drieslag van (1) dempen kostenstijging, (2) anders verdelen en (3) stroomlijnen van besluitvorming. Of het nu is via een aanpassing van gewoonten of verwachtingen of direct in de portemonnee, de aanpak raakt iedereen. Het is aan de politiek om (een set aan) opties te kiezen.
- Nadere keuzes om het net op land beter te benutten, kunnen de cumulatieve investeringsopgave voor het net op land dempen met 3,5 tot 22,5 miljard euro (op een totaal van 107 miljard euro). Het kabinet kan ervoor kiezen om de resterende rekening anders te verdelen binnen en tussen generaties.
- Omwille van het maatschappelijke draagvlak voor de energietransitie, is het nodig een beter inzicht te hebben in de kosten en baten van het toekomstige energiesysteem. Dit vraagt om het opbouwen van een gemeenschappelijke kennisbasis met de publieke kennisinstellingen door een netwerk van partijen, bestaande uit onder andere de ACM, netbeheerders, ministeries, externe experts en planbureaus.
- Na een stijging van de systeemkosten richting 2040, is het beeld richting 2050 divers: de kosten stijgen verder in sommige scenario's, terwijl die in andere scenario's juist dalen. Het alternatief - namelijk de fossiele route - is naar verwachting duurder. Dat geldt zeker als ook de maatschappelijke kosten en baten worden meegenomen.

7.1 De schaarste op het net dwingt tot beleidskeuzes

Nederland maakt momenteel een tweede energietransitie door, die de gehele samenleving raakt. In het midden van de vorige eeuw schakelde Nederland, na de vondst van aardgas in Slochteren in hoog tempo over van steenkool naar gas. Er werd door de overheid planmatig infrastructuur aangelegd waarop huishoudens en bedrijven werden aangesloten. Er was ook weerstand onder huishoudens. Met de slogan "gezellige mensen stoken kolen" probeerde de kolensector de verandering tegen te houden. De overheid droeg actief en intensief een nieuw narratief uit, waardoor meedoen in de energietransitie steeds meer vanzelfsprekend werd ("het nieuwe normaal"). Het goedkope aardgas droeg ook bij aan de opkomst van een grote energie-intensieve industrie. Vanaf de jaren negentig zette de overheid in op de liberalisering van de Europese energiemarkten. Er werd een beweging ingezet van een geïntegreerd en vooral publiek georganiseerd systeem, naar een opgeknipt en deels privaat georganiseerd systeem. De toenemende concurrentie diende vooral de betaalbaarheid van energie voor burgers en bedrijven.

De overheid heeft vervolgens een steeds grotere rol gepakt in de transitie naar een duurzaam energiesysteem met minder afhankelijkheid van andere landen. Dit wordt bereikt door internationaal en nationaal doelen te stellen en de opwek en het verbruik van schone elektriciteit op grote schaal te stimuleren. De elektrificatie van Nederland voltrekt zich in een rap tempo, zowel onder huishoudens als bij bedrijven ook al is er nog een lange weg af te leggen. Deze tweede energietransitie wordt ondertussen ook sterk gedragen door marktpartijen en steeds meer gedreven door de technologie. Het overgrote deel van het bedrijfsleven pleit vast te houden aan de ingezette koers en er komen steeds meer en goedkopere innovaties. Een transitieproces verloopt evenwel niet lineair van A naar B en brengt ook weerstand en onzekerheid met zich mee.

Dat de voortgaande elektrificatie een hoge druk veroorzaakt op het elektriciteitsnet en noopt tot hoge investeringen, is een ongemakkelijke waarheid. Na decennia van gewenning aan relatief goedkope energie werd Nederland in de energiecrisis van 2022-2023 opgeschrikt door de hoge energieprijzen en kwam betaalbaarheid terug op de politieke agenda. Ondertussen kwam er ook meer aandacht voor de noodzakelijke forse verzwaring en uitbreiding van het net waar elektrificatie om vraagt. Het zal ook tot ongemakkelijke keuzes leiden. Het is voor de politiek maar ook voor de samenleving kiezen of delen. Kiezen voor meer energiebesparing – elektriciteit die niet gebruikt wordt, hoeft het net niet op –, en een betere benutting van het bestaande net door meer flexibiliteit in netgebruik, scherpere locatiebeslissingen en een intensievere belasting van het net. Wordt er niet gekozen voor aanpassingen, dan komt het neer op het verdelen van de rekening die linksom of rechtsom, vroeger of later, betaald moet worden. De realiteit is dat het niet kiezen of delen is, maar een combinatie van kiezen en delen zal zijn. Het is aan de politiek de combinatie te bepalen. Niets doen is eigenlijk geen optie. Bovendien: koers houden op verdere elektrificatie betekent ook dat de rekening over een groter volume kan worden verdeeld.

Of het nu is via een aanpassing van gewoonten of verwachtingen of direct in de portemonnee, de aanpak van de schaarste op het net, zal voelbaar zijn. Wat de gewoonten betreft zal flexibiliteit steeds meer het nieuwe normaal worden. Overal en altijd stroom is niet realistisch meer en het principe van de koperen plaat, een illusie. Ten aanzien van verwachtingen: de hoge leveringszekerheid is steeds moeilijker te realiseren en de kans op lokale stroomonderbrekingen of tijdelijk spanningsverlies zal toenemen. En wat de kosten betreft: een groot deel van de investeringen zal eenvoudigweg nodig zijn en betaald moeten worden. De overheid heeft een belangrijke rol in het inprijzen van de schaarste, het stimuleren van innovatieve oplossingen en samenwerkingsverbanden, en het normeren van wat nodig is. Sturing van de overheid is nodig over hoe en waar de verzwaringen en uitbreidingen van het net nodig en inpasbaar zijn (energieplanologie). Het vraagt van de overheid ook om ondersteunende maatregelen voor burgers, instellingen en bedrijven die aanpassingen moeilijker kunnen doormaken of daarvoor meer tijd nodig hebben. Dit alles vereist samenwerking tussen de partijen die betrokken zijn bij het elektriciteitsnet, op basis van een gedeelde en nader geconcretiseerde visie. Het vraagt ook meer integrale besluitvorming in een goede afweging van de publieke belangen.

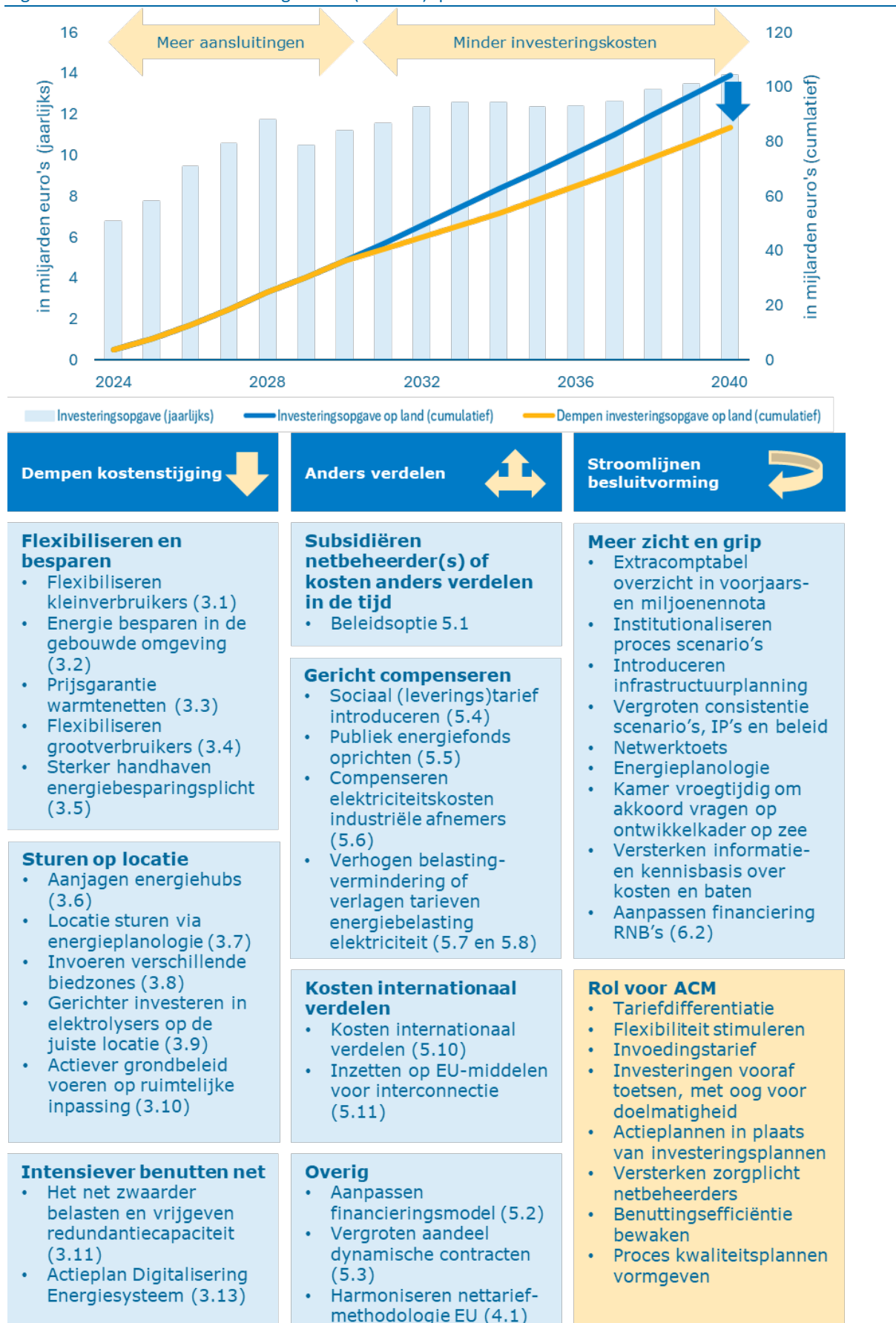
In dit IBO zijn beleidsopties in beeld gebracht langs de drieslag van (i) dempen kostenstijging, (ii) anders verdelen en (iii) stroomlijnen besluitvorming. De keuze van maatregelen behoort bij uitstek tot het politieke domein. De eerste stap is om het net beter te benutten, om zo de kostenstijging te dempen. Nadere keuzes om het net op land beter te benutten kunnen de cumulatieve investeringsopgave dempen met 3,5-22,5 miljard euro (op een totaal van 107 miljard euro). Het kabinet kan ervoor kiezen om de rekening die resteert na aanvullend beleid anders te verdelen binnen en tussen generaties. De inzet van algemene

middelen kan worden gerechtvaardigd op basis van de verwachting dat netgebruikers tijdelijk relatief hoge netkosten betalen (de "hobbel"). Figuur 7.1 geeft de beleidsopties en hun samenhang weer. Om effect te sorteren is een gelijktijdige inzet van verschillende instrumenten nodig. Daarom is gerekend met een cluster van interventies, waarbij gekozen kan worden voor de mate waarmee wordt ingrepen. Interventies kosten vaak ook geld, zeker als aanpassingskosten (tijdelijk) worden gemitigeerd, waardoor de besparingen per saldo lager uitvallen. Uitstel van interventies leidt tot een verlies aan reductiepotentieel. Bijlage 6 bevat toelichting op de rationale, de effectiviteit en doelmatigheid van de maatregelen, alsook de effecten op overheidsbegroting en verschillende groepen.

Indien tijdens de politieke besluitvorming wordt overwogen om een pakket aan maatregelen te nemen, kunnen de specifieke effecten worden doorerekend. Denk aan de effecten op de investeringsopgave, de Rijksbegroting en de verschillende netgebruikers. Hierbij kan de hulp worden ingeschakeld van experts bij de ACM, de netbeheerders en onderzoeksbureaus die hebben bijgedragen aan de totstandkoming van de rapporten waar dit IBO gebruik van maakt. Op termijn is het wenselijk dat het proces van dit soort doorrekeningen - in samenwerking met de relevante partijen en met een heldere taakverdeling - geïnstitutionaliseerd wordt.

Enkele opties zijn wel uitgewerkt, maar niet opgenomen in de lijst van beleidsopties. De reden hiervoor is omdat deze zeer beperkte invloed hebben op het reduceren van de investeringsopgave, (juridisch) niet-uitvoerbaar zijn of niet bijdragen aan de betaalbaarheid of het concurrentievermogen. Zo is het onzeker of het splitsen van de huidige Nederlandse biedzone op de korte termijn leidt tot een netto positief welvaartseffect (beleids optie 3.8). De innovatieregeling MOOI leidt met onvoldoende zekerheid tot een demping van de investeringsopgave richting 2040 (beleids optie 3.12). Ondanks het belang van innovatie is dit een te generieke maatregel om effect te sorteren. Het breder benutten van het net op zee is een te breed en te complex vraagstuk voor dit IBO (beleids optie 3.16). Verder is het onwaarschijnlijk dat de onderzochte alternatieve systeemkeuzes, zoals meer kernenergie in plaats van windenergie, leiden tot significant lagere kosten per gebruikers (beleids optie 3.14 en 3.15). Ze kunnen wel gewenst zijn vanwege andere publieke belangen zoals leveringszekerheid. Het veilen van transportcapaciteit biedt geen direct handelingsperspectief voor de Rijksoverheid, omdat de toezichthouder ACM gaat over de methoden en voorwaarden voor aansluiting op en toegang tot het net (beleids optie 4.2). Het verhalen van de kosten voor het net op zee op ontwikkelaars (beleids optie 5.9) kent als risico dat de uitrol van windenergie op zee onrendabel wordt. Bovendien overlapt dit met de mogelijke invoering van een invoedingstarief. Het extra verantwoorden via het lastenkader gaat in tegen een belangrijke doelstelling van het inkomstenkader, namelijk budgettaire beheersing (beleids optie 6.1).

Figuur 7.1 Overzicht en samenhang van de (beleids-)opties



7.2 Kosten en baten van het energiesysteem van de toekomst

Voor het maatschappelijke draagvlak van de energietransitie is het nodig een beter inzicht te hebben in de kosten en baten van het toekomstige energiesysteem. De beweging naar een duurzaam en minder onafhankelijk energiesysteem brengt allerlei vormen van bedrijvigheid met zich mee en biedt kansen voor de wetenschap en het bedrijfsleven om te profiteren van de “*clean tech*”-race die gaande is. Er zijn er ook aanwijzingen dat bedrijven die relatief snel verduurzamen winstgeverder zijn.¹⁶³ De energietransitie gaat ook gepaard met forse investerings- en aanpassingskosten voor huishoudens, instellingen en bedrijven. Daar komt de rekening van de aanpak van de schaarste op het elektriciteitsnet bij. Met dit rapport is er meer zicht op en inzicht in die rekening gekomen. Zelfs met aanvullend beleid is die rekening hoog. De logische vraag – juist ook vanwege het perspectief en de maatschappelijke legitimatie – is dan ook: *Wat zijn de totale kosten van de energietransitie en wat zijn de kosten en baten van energiesysteem van de toekomst (2050)?* Deze ogenschijnlijk eenvoudige vraag is niet klip en klaar te beantwoorden. Het gaat namelijk om veel interacterende en moeilijk in te schatten ontwikkelingen. Het antwoord is niet alleen met grote onzekerheid omgeven, maar met de huidige kennis en inzichten ook niet goed te geven. Zie daarom box 7.1. Uit de gesprekken met deskundigen en de benutte literatuur tijdens dit IBO komt het volgende beeld naar voren ten aanzien van deze vraag.

Box 7.1 - Meer onderzoek nodig naar kosten en baten toekomstig energiesysteem

Het verdient de aanbeveling dat het ministerie van KGG meer onderzoek doet naar de kosten en baten van het energiesysteem van de toekomst en hiervoor een gemeenschappelijke kennisbasis opbouwt. Het zal tijd en middelen kosten om dit inzicht te ontwikkelen. Het advies is om hiervoor de samenwerking te zoeken met de publieke kennisinstellingen – PBL, CPB, TNO, CBS en RVO – om via de Kenniscoalitie voor de Energietransitie een werkprogramma te starten. In dit programma wordt gewerkt aan de gezamenlijke ontwikkeling van kennis, data en tools om kosten, baten en verdelingsaspecten en het effect van beleidskeuzes daarop gedurende de transitie in beeld te krijgen. Een dergelijk langjarig beeld, plus inzicht in effecten van mogelijke keuzes, kan het kabinet benutten ter onderbouwing van systeemkeuzes. Het geeft ook inzicht in de ontwikkeling van de betaalbaarheid op lange termijn.

De kosten van het nieuw energiesysteem liggen de komende 15 jaar waarschijnlijk een stuk hoger dan nu het geval is. Dit geldt voor alle “hoekpunt”-scenario’s die in het FIT-project zo goed mogelijk zijn doorgerekend, waarin naast steeds meer elektriciteit, ook groen gas en waterstof wordt gebruikt.¹⁶⁴ Ook in een nieuw “business-as-usual”-scenario, waarin geen aanvullende investeringen meer worden gedaan in hernieuwbare opwek of veranderingen in technologieën, komen de kosten hoger uit. In dit scenario lopen de systeemkosten wel minder sterk op dan in de andere scenario’s, maar daaruit mag men niet concluderen dat ‘niets doen’ een goedkoper energiesysteem oplevert”.¹⁶⁵ In dat scenario blijft de import van energie namelijk hoog en zal het energiesysteem dus zeer gevoelig zijn voor de onzekere prijzen van de (fossiele) energiedragers. Dit staat nog los van de nadelen van een gebrek aan strategische autonomie.¹⁶⁶

¹⁶³ Homroy, S. (2023). *GHG Emissions and Firm performance: The role of CEO Gender Socialization*.

¹⁶⁴ Het gaat om kosten, niet om prijzen, dus zonder belastingen en subsidies.

¹⁶⁵ Deze conclusie geldt bij een financiering met een maatschappelijke WACC van 2,25%. Bij een meer marktconforme WACC liggen de kosten van een klimaatneutraal systeem hoger dan die van het huidige systeem.

¹⁶⁶ Dat risico komt vandaag de dag ook uit een eerder onverwachte hoek. Zo heeft de regering-Trump heeft al aangekondigd hogere prijzen voor (vloeibaar) gas te willen rekenen.

Zo rekent het Internationaal Energieagentschap (IEA) met stijgende prijzen voor de fossiele energiedragers richting de toekomst. Daar staan volgens de KEV lagere elektriciteitsprijzen (in euro per MWh) tegenover in 2030, 2035 en 2040 dan in 2023.¹⁶⁷ In de andere scenario's vindt een sterke verschuiving plaats van het huidige systeem. Hierin worden de kosten sterk gedomineerd door import van energiedragers als aardolie en gas naar een systeem waar juist veel kosten worden gemaakt voor productie, transport en distributie van energie, opslag en omzetting van energie en aanpassingen in de gebouwde omgeving en de industrie. Waar tussen de scenario's het optimum zal liggen, is zeer afhankelijk van de nog onbekende kostenontwikkelingen. Het is aan de overheid, netbeheerders en marktpartijen om daar een weg in te vinden.

Na een stijging van de systeemkosten richting 2040, is het beeld richting 2050 divers: de kosten stijgen door in sommige scenario's, terwijl die in andere scenario's juist dalen.

De productiekosten van hernieuwbare energie, zoals zon- en windenergie, zijn nu al concurrerend en meestal al goedkoper dan fossiele brandstoffen, maar kunnen nog niet voor een stabiel aanbod zorgen. Doordat elektriciteit een steeds groter aandeel in de vervulling van de energievraag gaat innemen, neemt niet alleen het verbruik van fossiele brandstoffen af, maar dalen naar verwachting ook de (marginale) kosten van elektriciteitsproductie. Deze vormt normaal gesproken de basis voor prijsvorming (Gerlagh en Uiterkamp, 2024). Dit is ook terug te zien in de Klimaat- en Energieverkenning 2024 van het PBL. Tegelijkertijd is het transport en de distributie van schone energie kostbaarder dan dat van fossiele brandstoffen; de netkosten gaan een groter deel van de energierekening uitmaken, zoals naar voren kwam uit de bespreking van het FIEN+-rapport in dit IBO. Ook geldt dat de opslag van elektriciteit hogere kosten met zich meebrengt dan die van gas of olie, al kan dat door marktwerking en innovatie - met name wat betreft korte-termijn opslag - veranderen. De stijgende kosten van de infrastructuur zullen bovendien door een steeds grotere groep gebruikers worden gedeeld, waardoor de stijging wordt gedrukt. Uiteraard variëren de energiekosten voor verschillende groepen gebruikers sterk.

Volgens het IEA is een meer geëlektrificeerd, duurzamer en efficiënter systeem wereldwijd juist betaalbaarder in 2050.¹⁶⁸

Een Net Zero Emissie (NZE) scenario in 2050 is minder kostbaar dan een scenario dat gebaseerd is op het voortzetten van het huidige beleid (het zogenaamde STEPS-scenario), onder andere doordat exploitatiekosten afnemen door de verminderde inkoop van brandstoffen. In 2035 kost het exploiteren van het energiesysteem in het NZE-scenario 2 USD per gigajoule (GJ). Dit is minder dan de helft van de 5 USD per GJ in het scenario, waarin het bestaande beleid wordt voortgezet. Wat in dit onderzoek niet is meegenomen, zijn de (tijdelijke) kosten van het wisselen naar andere (duurdere) apparaten. Energie is goedkoper, maar de kosten van bijvoorbeeld een warmtepomp, elektrische auto of groene staalfabriek, zijn geen onderdeel van het onderzoek. Ook gaan de operationele kosten omlaag, maar de kapitaalslasten en financieringskosten omhoog. De totale kosten van het NZE-scenario zijn 8% lager dan bij STEPS en de energievraag van NZE is 7% lager dan bij STEPS. De kosten per GJ zijn daardoor ongeveer gelijk, wat overeenkomt met de uitkomsten uit het FIT-onderzoek. Ook de denktank Bruegel gaat er niet vanuit dat een koolstofvrij energiesysteem duurder is dan het huidige fossiele systeem en verwacht zelfs dat het goedkoper kan worden.¹⁶⁹ Tegelijkertijd kent een duurzaam systeem ook specifieke nadelen, zoals sabotagegevoeligheid van kabels of schaarste door een langdurige periode van weinig zon en wind ("Dunkelflaute"). Draghi gaat er in zijn rapport van uit dat een duurzaam energiesysteem met minder afhankelijkheid van andere landen uiteindelijk hand in hand gaan met een goede concurrentiepositie van Europa.

¹⁶⁷ De groothandelsprijs van elektriciteit was volgens de KEV €96 per MWh in 2023. In het toekomstbeeld van de KEV zou de prijs dalen naar €68 per MWh in 2030 en €63 per MWh in 2040.

¹⁶⁸ IEA (2024). *Strategies for Affordable and Fair Clean Energy Transitions*.

¹⁶⁹ Bruegel (2024). *Decarbonising for competitiveness: four ways to reduce European energy prices*.

Niets doen of met vertraging de transitie doorkomen is wereldwijd gezien richting 2040 en 2050 duurder dan gecoördineerd verduurzamen.¹⁷⁰

Directe en doortastende actie levert voordelen op voor bedrijven, huishoudens en het financiële systeem omdat dit de energiekosten snel verlaagt en het financiële risico's vermindert. Uitstel van de transitie zorgt ervoor dat op een later moment intensiever beleid nodig is om de doelen te halen. Dit leidt tot een zwakkere economie en hogere verliezen voor het financiële systeem. Het niet-uitbreiden van en het niet-investeren in het net leidt tot hogere maatschappelijke kosten en misgelopen maatschappelijke baten (zie bijlage 8). Meerdere onderzoeken laten zien dat netcongestie tot miljarden euro's aan maatschappelijke kosten leidt, namelijk zo'n 10 tot 40 miljard euro per jaar voor het laagspannings- en middenspanningsnet.¹⁷¹ Een andere inschatting is dat de maatschappelijke kosten van de wachtrij van TenneT, inclusief aanvragen vanuit de regionale netbeheerders, 8 tot 30 miljard euro per jaar bedragen.¹⁷² Deze bedragen kunnen verder oplopen als de netcongestie toeneemt en bedrijven daardoor minder investeren. Netcongestie betekent ook dat andere uitdagingen, zoals het bouwen van nieuwe woningen en instellingen, moeilijker worden. Omgekeerd is maatschappelijk dus veel te winnen als de netcongestie effectief wordt aangepakt.

Naast de directe kosten van een nieuw energiesysteem zijn er ook maatschappelijke kosten en baten. Het gaat dan om de externe kosten, zoals klimaatschade, negatieve gezondheidseffecten, adaptatiekosten en overige milieuschade. Volgens het IEA kan het NZE-scenario bijvoorbeeld leiden tot een aanzienlijke gezondheidsverbetering, zoals mondiaal 40% minder sterfgevallen door luchtvervuiling richting 2035 in vergelijking met een scenario waarin het huidige beleid wordt voortgezet. Extreme weersomstandigheden leiden tot aanzienlijke negatieve maatschappelijke kosten: de wereldwijde aan klimaatverandering toegeschreven kosten van 185 extreme weersomstandigheden tussen 2000 en 2019 bedroegen in totaal 2,86 biljoen USD. Dit komt neer op een gemiddelde van 143 miljard USD per jaar, oftewel ruwweg 16 miljoen USD per uur.¹⁷³ De mondiale kosten van schade door klimaatverandering worden richting 2050 geschat tussen de 1,7 biljoen USD en 3,1 biljoen USD per jaar.¹⁷⁴

CPB verwacht – ondanks de onzekerheid van de energietransitie en het transitiepad – dat de kosten van de transitie de komende decennia stijgen en daarna dalen.¹⁷⁵

Tegenover de kosten staat dat de transitie tot welvaartsgroei kan leiden.¹⁷⁶ Volgens het IMF zijn de economische voordelen van een wereldwijde transitie naar groene energie vele malen groter dan de kosten ervan.¹⁷⁷ Tegen het einde van de eeuw zou de mondiale bbp-winst 78.000 miljard USD bedragen, zo'n 80% van het huidige wereldwijde bbp. Oftewel: tot het jaar 2100 zou de bbp-winst voor de wereld jaarlijks zo'n 1,2% bedragen. Bij een hogere maatschappelijke CO₂-prijs valt de uiteindelijke bbp-winst tienduizenden miljarden dollars hoger uit. Zelfs als gerekend wordt met een maatschappelijke CO₂-prijs van 25 USD, is het nog steeds voordeliger om kolen af te schaffen en te vervangen door groene energie: de bbp-winst bedraagt dan 6.600 miljard USD. Verder kan een duurzaam energiesysteem de importafhankelijkheid verminderen. Volgens de pilot van Invest-NL wordt de import van brandstoffen – in het huidige systeem goed voor 61% van de kosten – zeven keer lager in het scenario 'decentrale initiatieven'.

¹⁷⁰ NGFS (2024). *NGFS long-term climate scenarios – Phase V*. ECB (2023). *The Road to Paris: stress testing the transition towards a net-zero economy*.

¹⁷¹ BCG (2024). *Haal de kink uit de kabel*.

¹⁷² Ecorys (2024). *Maatschappelijke kostprijs netcongestie*.

¹⁷³ Newman, R., Noy, I. (2023). *The global costs of extreme weather that are attributable to climate change*.

¹⁷⁴ World Economic Forum (2023). *Climate change is costing the world \$16 million per hour: study*.

¹⁷⁵ CPB (2023). *Klimaatverandering en intergenerationele verdeling van financiële lasten*.

¹⁷⁶ IMF (2024). *Firms' Response to Climate Regulations-Empirical Investigations Based on the European Emissions Trading System*.

¹⁷⁷ IMF (2022). *The Great Carbon Arbitrage*.

Bijlage(n)

Samenstelling werkgroep

NAAM	FUNCTIE	ORGANISATIE
Ernst van Koesveld	Voorzitter	ABDTOPConsult
Manon Janssen	Secretaris	Ministerie van Financiën
Pieter Kolstee	Secretaris	Ministerie van Klimaat en Groene Groei
Elisabeth Slagboom	Secretaris	Ministerie van Financiën
Ellinore Wolterink	Secretaris (vanaf 15-09-2024)	Ministerie van Klimaat en Groene Groei
André Wooning	Secretaris (tot 01-09-2024)	Ministerie van Klimaat en Groene Groei
Rob Aalbers	Werkgroeplid	Centraal Planbureau
Jan van Beuningen	Werkgroeplid	Ministerie van Volkshuisvesting en Ruimtelijke Ordening
Jan Derk Brilman	Werkgroeplid	Ministerie van Financiën
Toep van Dijk	Werkgroeplid	Ministerie van Financiën
Jasper de Jong	Werkgroeplid	Ministerie van Sociale Zaken & Werkgelegenheid
Paul Koutstaal	Werkgroeplid	Planbureau voor de Leefomgeving
Maarten Neelis	Werkgroeplid	Ministerie van Klimaat en Groene Groei
Elske Smith	Werkgroeplid	Ministerie van Algemene Zaken
Kim Solberg	Werkgroeplid	Ministerie van Klimaat en Groene Groei
Monique Remmers,	Agendalid (t/m 31-08-2024)	Ministerie van Landbouw, Visserij, Voedselzekerheid en Natuur
Nora van der Wenden	Agendalid (vanaf 01-09-2024)	Ministerie van Landbouw, Visserij, Voedselzekerheid en Natuur
Petrouschka Werther	Agendalid	Ministerie van Infrastructuur en Waterstaat

Taakopdracht

Inleiding

De ombouw van het energiesysteem is een enorme uitdaging waar een langjarige en planmatige aanpak nodig is. Zonder duidelijke richting en sturing op hoe de ontwikkeling van het energiesysteem er uit gaat zien, kunnen netbeheerders, bedrijven en consumenten niet op tijd investeren om de ombouw daadwerkelijk te realiseren. Het Nationaal Plan Energiesysteem (NPE) geeft richting voor de ontwikkeling naar een volledig duurzaam en strategisch autonoom energiesysteem en beschrijft deze ontwikkeling via vier ketens (namelijk elektriciteit, waterstof, warmte en koolstof) en systeemintegratie (het slim inzetten van het systeem om maatschappelijke kosten te verlagen).

Elektriciteit vormt de basis van het nieuwe energiesysteem en om het systeem goed te laten functioneren is een forse uitbreiding van de elektriciteitsinfrastructuur cruciaal. Het huidige elektriciteitsnet heeft onvoldoende capaciteit, er zijn omvangrijke investeringen nodig zowel voor het hoogspanningsnet als op het midden- en laagspanningsnet bij regionale beheerders. Het kabinet wil voldoende zekerheid geven aan gebruikers om verder stappen te kunnen zetten in de transitie, om te zorgen dat concurrentiepositie (gelijk speelveld energie intensieve industrie) en betaalbaarheid gewaarborgd blijven en om te zorgen dat de overheids- en maatschappelijke uitgaven beheersbaar blijven. Deze netverzwaring gaat echter niet over een nacht ijs. De totale kosten hiervan zijn hoog, en dat roept vragen op over de betaalbaarheid voor eindgebruikers en de gevolgen voor de overheidsfinanciën. Tegelijkertijd zijn er zowel nationaal als in Europees verband keuzes te maken over bekostiging en financiering, die de totale energiekosten en de verdeling ervan voor eindgebruikers en rijksbegroting kunnen beïnvloeden.

Benodigde investeringen in andere energie-infrastructuur dan elektriciteit (b.v. warmtenetten, waterstof) zijn niet de focus van dit IBO, maar worden wel meegenomen in het kader van interactie-effecten en het overzicht van de omvang van investeringen. Daarnaast zal bij aanbevelingen aandacht worden besteed aan de toepasbaarheid van de aanbevelingen op andere onderdelen van het energiesysteem.

Doel van het IBO

Het doel van dit onderzoek is om meer inzicht in en grip te krijgen op de omvang van de investeringen in de elektriciteitsinfrastructuur tussen nu en 2040, en de bekostiging en financiering ervan, zowel vanuit nationaal als Europees perspectief. Dit IBO moet leiden tot concrete beleidsopties, die bijdragen aan onze concurrentiepositie en de betaalbaarheid. De werkgroep wordt gevraagd de volgende vragen te adresseren:

Onderzoeksvragen

Omvang kosten

1. Wat is de omvang van de investeringen die nodig zijn voor de transitie tot 2040?
2. Welke scenario's zijn er voor de omvang en de daaraan verbonden investeringskosten richting 2040?

Doelmatigheid

3. Welke mogelijkheden zijn er om de doelmatigheid van de investeringen door netbeheerders in Nederland en internationale onderdelen te vergroten c.q. de maatschappelijke kosten te verlagen?

4. Hoe worden haalbaarheid, kosten en financierbaarheid van netwerkkosten (incl. net op zee) bij besluitvorming (zowel aanbod- als vraagstimulering) meegenomen in de integrale besluitvorming?

Verdelingseffecten bij huidige structuur

5. Welke andere kosten worden doorberekend in de nettarieven naast de investeringskosten (bijv. kosten voor netbalancerings)? En kunnen deze kosten worden beïnvloed?
6. Op basis van welke uitgangspunten is de huidige verdeling tot stand gekomen (bijv. kostenreflectiviteitsprincipe)?
7. Waar slaan de kosten van de uitbreiding en verzwaring van de netten volgens de huidige systematiek neer?
 - 7.1. Welk effect hebben deze investeringen op de nettarieven van burgers? (Wat zijn verschillende archetype gebruikers en wat is per archetype de impact?)
 - 7.2. Welk effect hebben deze investeringen op de nettarieven van bedrijven? (Wat zijn verschillende archetype gebruikers en wat is per archetype de impact, onder andere op de concurrentieverhoudingen?)
 - 7.3. Welk effect hebben deze investeringen op de overheidsfinanciën (saldo en schuld) op korte en lange termijn?
8. Welke (gewenste en ongewenste) effecten en risico's zitten er aan de huidige verdelingssystematiek?

Interventies

9. Welke opties zijn er om de ordening bij elektriciteitsinfrastructuur anders in te richten om, met inachtneming van publieke belangen verbonden aan energie-infra zoals leveringszekerheid en duurzaamheid, de kosten voor de maatschappij en begroting aan elektriciteitsinfrastructuur te beperken:
 - 9.1. Aanbod en vraag. Welke gerichte maatregelen kunnen aan de aanbod- en vraagkant van elektriciteit worden getroffen om maatschappelijk baten van investeringen te vergroten en investeringskosten te beperken?
 - 9.2. Bekostiging. Welke beleidsopties zijn er om de investeringskosten en andere kosten van netbeheerders (electriciteit) anders te verdelen? (breed verkennen, van begroting tot aanpassing afschrijvingstermijnen, tariefdifferentiatie etc.).
 - 9.3. Regulering. Is het wettelijke (Europees en Nederlands) kader en de bijbehorende bevoegdheid van de ACM nog toereikend in deze fase van de energietransitie?
 - 9.4. Financiering. Welke opties zijn er om financieringsstructuur van de netbeheerders anders in te richten, om zo de kosten voor de maatschappij en begroting aan elektriciteitsinfrastructuur te beperken? Hierbij worden eventuele gevolgen voor de governance en de toepassing van het deelnemingenbeleid in de voor- en nadelen van de opties geschetst.
 - 9.5. Randvoorwaarden. Welke interventies gericht op randvoorwaarden (bijv. capaciteit bij de netbeheerders, ruimtelijke ordening/energieplanologie, rol van decentrale overheden) zijn kansrijk om maatschappelijke kosten te beperken?

Grondslag

Het in kaart brengen van alle benodigde investeringen in het elektriciteitsnet is onderdeel van het IBO. Het IBO zal niet ingaan op de (on)wenselijkheid van de klimaatdoelstellingen of adviseren over de wenselijkheid van specifieke energiebronnen (wind op zee, kerncentrales). De keuzes en ontwikkelingen zoals geschetst in het NPE zijn uitgangspunt. Daarbij kijkt het IBO naar eerste orde

verdelingseffecten voor diverse groepen eindgebruikers (huishoudens en verschillende typen bedrijven) en de overheid.

De IBO-spelregels schrijven voor dat tenminste één besparingsvariant van – 10 tot – 20% wordt uitgewerkt. Dit IBO is daar een uitzondering op, omdat reeds is besloten tot grote investeringen in het elektriciteitsnet en het kabinet deze ook nodig acht om de klimaattransitie het hoofd te bieden. Uiteraard dienen de financiële gevolgen van de verschillende beleidsopties wel in beeld worden gebracht. Herverdeling speelt daarnaast een grote rol in dit IBO, omdat de investeringen niet alleen van de overheid komen, maar ook van private investeerders, bedrijven en burgers.

Organisatie

De werkgroep bestaat uit vertegenwoordigers van FIN, EZK, BZK en SZW. Ook worden experts van CPB en PBL verzocht om deel te nemen aan de werkgroep. ACM, TenneT en (regionale) netbeheerders worden zo direct mogelijk betrokken om hun technische en financiële kennis in te brengen. De werkgroep staat onder leiding van een onafhankelijke voorzitter. De voorzitter wordt ondersteund door secretarissen van de ministeries van FIN en EZK. Het onderzoek start in mei 2024. De werkgroep rond haar eindrapport uiterlijk februari 2025 af. In dit IBO zullen ook externe onderzoeken naar dit thema worden meegenomen. De omvang van het rapport is niet groter dan vijftig bladzijden plus een samenvatting van maximaal vijf bladzijden.

Werk- en consultatiesessies en geraadpleegde personen

WERKSESSIES

Netbeheerders bestuurlijk	Maarten Abbenhuis, Manon van Beek, Mariëlle Vogt, Daan Schut, Bram Sieben, Hans-Peter Oskam, Dick Weiffenbach
Netbeheerders uitvoerend	Freek Akkermans, David Stolker, Arjan van Voorden
BCG	Franco Vanhees, Tessa van Swieten, Thijs Venema
PwC	Maurice Koerse, Martijn van Heugten, Christian Swager
ACM	Manon Leijten, Paul de Bijl, Bjorn Vroomen, Michiel Odijk, Wietse van den Bos
Berenschot en Kalavasta	Anna Meijering, Rob Terwel, John Kerkhoven, Rutger Bianchi
IPO en VNG	Marieke Hofstee, Cor Hagen, Thijs Krullaards, Niels Hanskamp

CONSULTATIESESSIES

Economenpanel	Mark Sanders, Harry van der Weijde, Barbara Baarsma, Gulbahar Tezel, Laurens de Vries*, Marjolein Bot, Jeroen de Joode, Esther van Rijswijk (<i>moderator</i>)
Medeoverheden bestuurlijk	Provincie Overijssel (Tijs de Bree) en Brabant (Bas Maes) Gemeente Olst/Wijlthe (Marcel Blind), Utrecht (Lot van Hooijdonk) en Deventer (Jaimi van Essen)
Medeoverheden ambtelijk	Provincie Gelderland (Jaap de Jong), Overijssel (Wim van Griendt), Brabant (Verdi de Kok, Thijs Spijkers), en Zuid-Holland (Robert Veenboer) Gemeente Rotterdam (Amy van Groot Battave, Saskia Kroon, Bastiaan de Rooter en Vincent Kaas), Zaanstad (Jan Schreuder), Moerdijk (Sander Eland), De Wolden/Hoogeveen (Tanju Ozel), Westland (Jeroen Straver) en Utrecht (Rob de Geus)
Afnemers (zakelijk)	VEMOBIN (Jan-Willem van den Beukel en Jan Bessembinders), VNO-NCW (Frits de Groot en Emile Rodenhuis), Glastuinbouw Nederland (Alexander Formsma), VEMW (Hans Grünfeld)
Afnemers (consumenten)	Energie-Nederland (Frans de Hei), Vereniging Eigen Huis (Helen Visser), Greenchoice (Emile Püttmann), Nibud (Guus Wieman)
Producenten	NVDE (Thijs van de Zand), NedZero (Karen Kooi-de Buijne), Holland Solar (Nold Jaeger), Energie-Nederland (Frans de Heij)
Bundesnetzagentur	Alexander Linov, Jan Peter Sasse, Ben von zur Muehlen, Simon Schneider

GERAADPLEEGDE PERSONEN

Joachim Balke	EU Commissie, Unit 4 Infrastructuur
Francois Beaudé en Akos Hofstadter	ACER
Teun Bokhoven	Bestuurder/adviseur warmtetransitie
Martha Deen en Albert Faber	Wetenschappelijke Klimaatraad
Huib van Essen	Gedeputeerde Provincie Utrecht
Paul Giesbertz	Consultant
Bernard ter Haar	Expertteam energiesysteem 2050
Edwin Haenen	ENTSO-E
Lex Hartman	Consultant
Annemiek Hautvast	Min KGG (DIRECTEUR LAN)
Michel Heijdra	Min KGG (DGKE)
Robert Hensgens	SiRM Energy
Sebastiaan Hers	TNO
Dennis Hesseling	IEA
Klaas Hommes	Directeur BAS (Beheerder Afsprakenstelsel)
Noé van Hulst	Vice-voorzitter IPHE, adviseur waterstof (IEA en Gasunie), senior Fellow CIEP, Fellow Payne Institute.
Derck Koolen	DG Energy en Universiteit Utrecht
Gijs Kreeft	PV EU
MarcLondo, Thijs van der Zand en Olof van der Gaag	NVDE
Machiel Mulder	Rijksuniversiteit Groningen
Sander Oosterloo	Alliander
Peter Palensky	TU Delft
Sandra Phlippen	Praktijkhoogleraar Rijksuniversiteit Groningen
Emile Rodenhuis	VNO-NCW
Diederick Samson	Gasunie
Gerard Schouw	Bestuurlijk aanjager "slim met stroom"
Barbara Solleveld	Min Financiën (Directeur Deelnemingen)
Bas Straathof, Anneline d'Arnaud Gerkens	Gasunie
Bert Stuij	RVO
Kees Vendrik	Nationaal Klimaat Platform
Peter Vermaat	DSO Entity
Focco Vijselaar	Algemeen directeur VNO-NCW
Martien Visser*	Hanzehogeschool Groningen en Gasunie
Helmer Vossers	Voormalig directeur Financieringen

* Op persoonlijke titel meegelezen op het concept-rapport.

We hebben veel profijt gehad van alle gesprekken en willen onze gesprekspartners hartelijk bedanken voor hun bijdragen. De IBO werkgroep zelf is verantwoordelijke voor dit rapport. We willen ook de tientallen collega's op de ministeries bedanken voor hun betrokkenheid, adviezen en bijdragen aan concrete onderdelen van dit rapport, in het bijzonder de beleidsopties.

Literatuurlijst

GERAADPLEEGDE LITERATUUR

ACER (z.d.). ACER calls for improvements in ENTSOs' 2024 draft TYNDP scenarios to comply with its Framework Guidelines. Geraadpleegd via: <https://www.acer.europa.eu/news-and-events/news/acer-calls-improvements-entsos-draft-tyndp-scenarios-comply-its-framework-guidelines-2024>.

ACER (z.d.). ACER publishes its latest report on how electricity network tariffs are set in Europe. Geraadpleegd via: www.acer.europa.eu. <https://www.acer.europa.eu/news-and-events/news/acer-publishes-its-latest-report-how-electricity-network-tariffs-are-set-europe>.

ACER en CEER (2024). Challenges of the future electricity system – Recommendations and commitments.

ACM (2019). Goedkeuring structurele congestierapport TenneT TSO.

ACM (2021). Uitspraak Europees hof heeft gevolgen voor de energietaken van de ACM.

ACM (2023). Consultatie Toekomstige reguleringsmethode netbeheerders: Voor de reguleringsperiode vanaf 2027.

ACM (2023). In 2024 geen volumekorting meer voor grootverbruikers van elektriciteit.

ACM (2024). ACM en netbeheerders maken afspraken over verbeteringen in kwaliteitsborgingssystemen.

ACM (2024). ACM presenteert pakket aan maatregelen tegen netcongestie.

ACM (2024). ACM werkt nieuwe reguleringsmethode voor netbeheerders uit.

ACM (2024). ACM start met voorbereiding van invoedingstarief voor grote producenten van elektriciteit

ACM (2024). Codebesluit Alternatieve transportrechten.

ACM (2024). Codebesluit non-firm ATO.

ACM (2024). Codebesluit Tijdgebonden transporttarieven hoogspanningsnetten.

ACM (2024). Ontwikkeling netkosten tot 2050 en de kostenverdeling over groepen gebruikers.

ACM (2024). Uitgangspunten voor de tariefstructuur elektriciteit.

ACM (2024). Uitspraak CBb aansluittermijnen aansluitingen voor huishoudens.

ACM (2024). Voorstel codewijziging groepstransportovereenkomst

Algemene Rekenkamer (2021). In publieke handen – Nieuwe taken voor staatsdeelnemingen in de energietransitie.

Aurora Energy Research (2024). Grid fee outlook for the Netherlands 2045.

BCG (2024). Haal de kink uit de kabel.

BCG (2025). Slimme keuzes voor een betaalbaar en robuust energiesysteem

Belinfante et al. (2002). De beginselen van het Nederlandse staatsrecht, p.25.

Berenschot (2024). Toelichting op totstandkoming voorgesteld nettatarief.

Berenschot (2024). Verkenning alternatief nettatariefstelsel kleinverbruik.

Berenschot en Kalavasta (2025). Effecten van systeemkeuzes op investeringen elektriciteitsinfrastructuur.

Bloomberg (2024). New Energy Outlook 2024.

Bruegel (2024). Decarbonising for competitiveness: four ways to reduce European energy prices.

Bruegel (2024). Unity in power, power in unity: why the EU needs more integrated electricity markets.

Business Europe (2024). Energy and climate transition: How to strengthen the EU's competitiveness.

CBS (2024). Meer dan de helft van elektriciteitsproductie komt uit hernieuwbare bronnen.

CE Delft (2022). Tariefstelsel energienetten en energietransitie: Analyse van knelpunten en effecten voor eindgebruikers.

CE Delft (2023). Impact van de warmtetransitie op het lokale elektriciteitsnet.

CE Delft (2024). Analyse en doorrekening van invoedingstarief.

Centre for Energy Economics Research (2020). Performance of Dutch energy distribution operators.

Centre for International Energy Policy (2025). A game of Jenga with European industry – the strategic value of Dutch industry in a global context.

Compendium voor de Leefomgeving (2019). Hernieuwbare elektriciteit, 1990-2019.

Compendium voor de Leefomgeving (2024). Aanbod en verbruik van elektriciteit, 1990-2023.

CPB (2023). Klimaatverandering en intergenerationele verdeling van financiële lasten.

Deloitte (2024). Samenvattend adviesrapport ten behoeve van het Energie-infrastructuur Plan Noordzee 2050.

DNV (2024). Maakbaarheidsgat Nederlandse elektriciteitsnet per 2030.

E-bridge (2024). Electricity cost assessment for large industry in the Netherlands, Belgium, Germany and France.

ECB (2023). The Road to Paris: stress testing the transition towards a net-zero economy.

Enexis Netbeheer (z.d.). Aangepast offerteproces transportschaarste. Geraadpleegd via: <https://www.enexis.nl/zakelijk/aansluitingen/offerte-transportschaarste>.

Ecorys (2022). Afhankelijkheid toekomstige concurrentiepositie van de industrie van energieprijzen.

Ecorys (2024). Maatschappelijke kostprijs netcongestie.

Ecorys (2024). Opties voor verbetering van de ACM-toets op de IP's.

Ecorys (2025). Maatschappelijke impact van tijdige netuitbreiding door TenneT.

Eurelectric (2020). Distribution Grids in Europe. Facts and Figures 2020.

Europese Commissie. (2024). Commission provides guidance on collaborative investment frameworks for offshore energy projects.

Europese Commissie (2024). The future of European competitiveness: Part B In-depth analysis and recommendations.

Europese Unie (2019). Richtlijn 2019/944 van het Europees Parlement en de Raad, 5 juni 2019. Betreffende gemeenschappelijke regels voor de interne markt voor elektriciteit en tot wijziging van Richtlijn 2012/27/EU.

Europese Unie (2019). Verordening (EU) 2019/943 van het Europees Parlement en de Raad, 5 juni 2019. Betreffende de interne markt voor elektriciteit.

Formatiewerkgroep (2023). Keuzewijzer Klimaat en Energie.

Fluvius (2024). Onderzoek naar Time-of-Use tarieven en injectie.

Hof van Justitie van de Europese Unie (2021). ECLI:EU:C:2021:662.

Homroy, S. (2023). GHG Emissions and Firm performance: The role of CEO Gender Socialization.

IEA (2023). Electricity Grids and Secure Energy Transitions.

IEA (2024). Strategies for Affordable and Fair Clean Energy Transitions.

IEA (2025). Energy Policy Review: The Netherlands 2024.

IMF (2022). The Great Carbon Arbitrage.

IMF (2024). Firms' Response to Climate Regulations-Empirical Investigations Based on the European Emissions Trading System.

Kaj-Ivar van der Wijst et al., Nature Climate Change (2023). New damage curves and multimodel analysis suggest lower optimal temperature.

Kamerstukken II 2022-2023 31239-369. Stimulering duurzame energieproductie.

Kamerstukken II 2022-2023 36378-3. Regels over energiemarkten en energiesystemen (Energiewet).

Kamerstukken II 2023-2024 29023-451. Nieuwe maatregelen netcongestie.

Kamerstukken II 204-2025 29023-1372. Onderzoek elektriciteits- en netwerkkosten.

Kamerstukken II 2024-2025 29023-525. Nettareven en de verdeling van netkosten.

Kamerstukken II 2024-2025 29023-526. Kamerbrief netcongestie.

Kamerstukken II 2024-2025 29023-529. Leveringszekerheid van elektriciteit.

Ministerie van Economische Zaken en Klimaat (2022). Voorverkenning VAWOZ 2031-2040.

Ministerie van Economische Zaken en Klimaat (2023), Nationaal plan energiesysteem.

Ministerie van Economische Zaken en Klimaat. (2024). Further harmonization of Electricity Grid Tariff methodology.

Ministerie van Financiën (2022). Afsprakenkader Kapitaalbehoefte Regionale Netwerkbedrijven.

Ministerie van Financiën (2020). Beleidsdoorlichting Deelnemingenbeleid 2020.

Ministerie van Financiën (2022). Nota deelnemingenbeleid.

Ministerie van Klimaat en Groene Groei (2024). Energienota.

Ministerie van Klimaat en Groene Groei (2024). Slim met Stroom voor Groene Groei.

Mulder, M. (2023). Energietransitie: eerst snappen, dan doen.

Mulder, M. (2023). Reflecties bij de toekomstige reguleringsmethode netbeheerders; reactie op het consultatiedocument van de Autoriteit Consument & Markt (ACM).

Netbeheer Nederland (2023). Het energiesysteem van de toekomst: de II3050-scenario's.

Netbeheer Nederland, ACM en Ministerie van Economische Zaken en Klimaat (2024). Policy reflections on the European energy system and infrastructure. Non-paper on a joint vision for actions by the European Commission.

Newman, R., Noy, I. (2023). The global costs of extreme weather that are attributable to climate change.

NGFS (2024). NGFS long-term climate scenarios – Phase V.

NCTV (z.d.). Overzicht vitale processen. Geraadpleegd via: <https://www.nctv.nl/onderwerpen/vitale-infrastructuur/overzicht-vitale-processen>.

Octopus Energy. Squids in: Octopus Energy pays £1 million to customers through revolutionary 'Saving Sessions'. Geraadpleegd via: <https://octopus.energy/press/squids-in-octopus-energy-pays-1-million-to-customers-through-revolutionary-saving-sessions/>.

Phlippen, S., Financieel Dagblad (2024). Wie Draghi's geld nu het hardst nodig heeft.

PBL (2023). Reflectie op het concept-Nationaal Plan Energiesysteem, p.14.

PBL (2024). Trajectverkenning klimaatneutraal 2050.

PBL (2024). Klimaat- en energieverkenning 2024.

PwC (2024). The Future of Energy-Intensive Industry in Northwestern Europe: A Balancing Act.

Schellekens B. en R. Fernandez, ESB (2024). Energie wordt in Nederland te duur voor staalproductie.

Schellekens B. en R. Fernandez, ESB (2024). Maak ruimte voor de toekomst en bouw energie-intensieve basisindustrie af.

SIRM (2024). Discussienotitie over herverdelen in de tijd van netwerkkosten.

Strategy& PwC (2021). De energietransitie en de financiële impact voor netbeheerders.

Strategy& PwC (2023). Onderzoek publieke belangen Nederlandse energievoorziening.

Strategy& PwC (2024). Financiële Impact Energietransitie voor Netbeheerders ("FIEN+").

Sustainable Industry Lab (2023). Groene keuzes voor de Nederlandse basisindustrie.

Tennet (2024). Naar een toekomstbestendig fundament voor het elektriciteitssysteem: zekerheid, betaalbaarheid en duurzaamheid in balans.

Tennet (2024). Tennet Tienjaarstariefprognose 2025-2034.

TenneT (2024). Monitor Leveringszekerheid 2024.

Thomassen et al, Publications Office of the European Union (2024). Redispatch and Congestion Management: Future-Proofing the European Power Market

Van der Steen et al., NSOB (2016). De som en de delen. In gesprek over systeemverantwoordelijkheid.

Van der Steen et al., NSOB (2024). Breder denken, anders doen.

Visser, M., Energiepodium (2023). Slimme nettarieven met het kostenveroorzakingsbeginsel als basis.

Westerveld, J., Energieia (2025). Vergroening lokale industrie stukt op gebrek infrastructuur, geraadpleegd via: <https://energieia.nl/vergroening-lokale-industrie-stukt-op-gebrek-infrastructuur/>.

Wetenschappelijke Klimaatraad (2024). Brief aan de Tweede Kamer, nr 29023-524.

World Economic Forum (2023) Climate change is costing the world \$16 million per hour: study.

WRR (2023). Rechtvaardigheid in klimaatbeleid. Over de verdeling van de klimaatkosten.

Omslag rapport

TenneT (2024). Copyright TenneT