

KIES Keuzes Integraal Energiesysteem

November 2025

Netbeheer
Nederland

gasunie
crossing borders in energy

tennet

coteq
NETBEHEER

ENEXIS
NETBEHEER

alliander

RENDONETWERKEN

STEDIN

westland
infra netbeheer

De energietransitie bereikt een kantelpunt: nú moeten er keuzes worden gemaakt voor een sterker Nederland

We werken hard aan het energiesysteem van de toekomst. Een betaalbaar, schoon en betrouwbaar energiesysteem dat bijdraagt aan economische groei en een weerbare samenleving.

Zonder keuzes dreigt de energietransitie tot stilstand te komen, ondanks alle inspanningen. We staan op een punt waarop doorbraken nodig zijn. Keuzes en stabiliteit in beleid, en daadkracht in uitvoering, zijn nodig zodat bedrijven en burgers met vertrouwen kunnen investeren in de toekomst van Nederland.

De keuzes die we nú maken bepalen de kosten en baten van energie voor de komende decennia. De doorlooptijden voor het bouwen van energie-infrastructuur bedragen vaak tien jaar of meer. Bedrijven veranderen hun processen niet van de ene op de andere dag: zij nemen investeringsbeslissingen met een horizon van tien tot dertig jaar. Ook burgers maken keuzes die hun energiegebruik voor jaren vastleggen, van isolatie tot de aanschaf van een warmtepomp of elektrische auto. Wat we de komende jaren besluiten, bepaalt of het energiesysteem in 2040 betrouwbaar, betaalbaar en duurzaam kan functioneren.

Zolang er onvoldoende keuzes worden gemaakt, moeten netbeheerders rekening houden met alle mogelijke scenario's. We bouwen alsof er overal en altijd maximale drukte is. Het gevolg is een systeem dat te veel tijd kost om te bouwen en te duur is om te bekostigen. Netbeheerders zijn publieke partijen die de wettelijke taak hebben om iedereen toegang te geven tot energie en een betrouwbare energievoorziening te bieden, maar kunnen zelf geen keuzes maken over waar en in welke volgorde zij het systeem uitbouwen. Die keuzes zijn aan de politiek van Nederland.

In dit stuk belichten we vier thema's waar de noodzaak tot doorbraken het grootst is: energiezekerheid, verduurzaming industrie, betaalbare warmte in huis en toegang tot energie. Per thema schetsen we de kern van het probleem, het effect van niet kiezen, welke keuzes er mogelijk zijn en welke kosten en baten voortvloeien uit de keuzes.

Keuzes Integraal Energiesysteem

12 keuzes die we nú moeten maken om in de komende decennia toe te groeien naar een betaalbaar, schoon en betrouwbaar energiesysteem dat bijdraagt aan economische groei en een weerbare samenleving.

NB. Elke keuze wordt gepresenteerd als een mogelijkheid om verandering te realiseren. Binnen elk thema is er ruimte om opties slim te combineren, zowel binnen als tussen thema's, zodat de samenhang tussen keuzes versterkt wordt



Energiezekerheid

- ☐ **Keuze 1:** Stimuleren additioneel hernieuwbaar opwekvermogen met aanvullende financiële maatregelen (wind, groene waterstof en zon)
- ☐ **Keuze 2:** Afdekken van risico elektriciteitstekorten bij schaarse opwek door vraagsturing, regelbaar opwekvermogen en/of langdurig opslagvermogen
- ☐ **Keuze 3:** Vergroten weerbaarheid door het aanleggen van aanvullende noodvoorraden



Verduurzaming industrie

- ☐ **Keuze 4:** Prioriteren gebruikers middels prioriteitsgebieden, -sectoren en/of maatwerkafspraken
- ☐ **Keuze 5:** Sturen op toekomstige energiemix en beschikbaarheid van transitiepaden; meer duidelijkheid hoeveel we bouwen van elk soort energie
- ☐ **Keuze 6:** Vergroten investeringszekerheid door te zorgen voor gelijktijdige beslissingen in de energieketen



Betaalbare warmte in huis

- ☐ **Keuze 7:** Versnellen aanleg warmtenetten via sterkere publieke regie, financiële steun en normering
- ☐ **Keuze 8:** Stimuleren of normeren van aanstuurbare (hybride) warmtepompen
- ☐ **Keuze 9:** Opschalen groen gas via snellere vergunningen, hogere bijmenging en subsidies



Toegang tot energie

- ☐ **Keuze 10:** Verbeteren afstemming tussen energie- en ruimtelijke ontwikkeling (via energieplanologie en gebiedsgerichte samenwerking)
- ☐ **Keuze 11:** Versnellen bouw nieuwe energie-infrastructuur (door verkorten doorlooptijden van omgevings- en vergunningprocessen)
- ☐ **Keuze 12:** Sturen op flexibel elektriciteitsverbruik van groot- en kleinverbruikers (via normering of stimulerend)



Energiezekerheid als basis voor onze toekomst

PROBLEEMSCHEETS

De energiezekerheid in Nederland staat onder druk, met name wat betreft de elektriciteitsvoorziening.

Hoewel de vraag naar elektriciteit al jaren vrij stabiel is¹, is de verwachting dat die de komende jaren snel gaat stijgen door verdere elektrificatie van industrie, mobiliteit en warmte. Momenteel is het aandeel elektriciteit in onze finale energievraag 17% en het aandeel gas 29%, maar door verduurzaming zal dit veranderen naar respectievelijk 30–38% en 21–26% in 2035. De groei in het aanbod van hernieuwbaar opwekvermogen is echter aan het stagneren, en loopt achter op de ambitie.

Tegelijkertijd wordt het aanbod, door het grote aandeel van zon- en windenergie, steeds weersafhankelijker.

In 2035 kan de productie op een zonnige, winderige dag 700–750 GWh zijn, ten opzichte van 100–150 GWh op een windstille, bewolkte dag². Daarnaast zien we dat kolen- en gascentrales (dreigen te) sluiten omdat ze door concurrentie met zon- en windenergie minder draaiuren kunnen maken. Dit zorgt voor minder regelbaar vermogen, en deze sluitingen zorgen er lokaal soms ook voor dat congestie afgekondigd moet worden. Prijsprikkels uit de markt zijn te onzeker voor bedrijven om investeringsbeslissingen te kunnen nemen voor bestaande of nieuwe capaciteit. Ondertussen zijn flexibiliteitsopties, zoals vraagsturing, duurzame piekcentrales (bijvoorbeeld op groen gas of waterstof) en lange termijn opslag voor elektriciteit (bijvoorbeeld flowbatterijen of thermische opslag), nog onvoldoende beschikbaar.

Vanaf 2030 zien we een reëel en toenemend risico op tijdelijke elektriciteitstekorten. Vanaf 2035 is het tekort ingeschat op 1–2 GW tijdens piekmomenten. Daardoor moeten we rekening houden met hogere elektriciteitsprijzen en dat enkele keren per jaar, gedurende één tot enkele uren, de vraag daadwerkelijk groter zal zijn dan het aanbod. De stijging in elektriciteitsprijzen kan leiden tot maatschappelijke kosten in de ordegrootte van enkele miljarden euro's per jaar³. Het risico op daadwerkelijke tekorten staat gelijk aan gemiddeld 15 GWh niet-geleverde elektriciteit in 2035 (0,009% van de totale vraag), met als gevolg ongeveer €1 miljard aan jaarlijkse maatschappelijke kosten doordat economische activiteiten tijdelijk stilvallen⁴. Toenemende onzekerheid

over de beschikbaarheid en betaalbaarheid van energie heeft mede tot gevolg dat bedrijven terughoudend zijn met nieuwe investeringen, wat leidt tot gemiste maatschappelijke baten op de lange termijn.

Elektriciteitstekorten zijn deels op te vangen via interconnectie, maar tekorten in Nederland komen vaak gelijktijdig met tekorten in andere West-Europese landen.

In Duitsland doen bijvoorbeeld gemiddeld 95% van de tekortsituaties per jaar zich tegelijk voor met tekortsituaties in Nederland en in België gemiddeld 60%⁵. Hierdoor is de importcapaciteit op die momenten beperkt en draagt het daarmee niet significant bij aan de energiezekerheid. Additionele interconnector capaciteit met bijv. Engeland (6% gelijktijdige tekorten) of Noorwegen (0% gelijktijdige tekorten) kan hierdoor wel meerwaarde bieden op energiezekerheid.

Zonder alternatieven blijft Nederland langer afhankelijk van geïmporteerd aardgas, wat onze weerbaarheid aantast.

Ook is ons gebrek aan diverse aardgasbronnen een risico. De aardgasbergingen beschermen ons nu nog grotendeels tegen fluctuaties in vraag en aanbod van gas en elektriciteit. Geopolitieke spanningen maken dit steeds moeilijker waardoor een minimale vulgraad van 90% mogelijk niet genoeg gaat zijn ten tijde van crisis. Behoud van gasopslag met voldoende noodbuffers is daarom cruciaal.

Ook in de toekomst zijn (duurzaam) gas en (duurzame) moleculen cruciale pijlers om het systeem betrouwbaar en betaalbaar te houden.

Duurzame ketens rond bijvoorbeeld groen gas, CCS en waterstof komen echter nog onvoldoende van de grond. Ook hier dient er rekening gehouden te worden met voldoende energiereserves.

REDEN VOOR URGENTIE

Op dit moment hebben we genoeg opwek- en regelbaar vermogen, maar als we niet kiezen kan dit in de komende tien jaar sterk afnemen.

Dat komt doordat in Nederland, bij ongewijzigd beleid kolen- en gascentrales gaan sluiten terwijl we juist meer regelbaar vermogen nodig hebben. Tegelijkertijd duurt het aanbouwen van nieuwe capaciteit lang: typisch 5–10 jaar. Om tekorten tussen 2030 en 2035 te voorkomen, moeten er daarom nu

1 Circa 120 TWh per jaar sinds 2008 (Bron: CBS)

2 Op basis van enkele voorbeelddagen uit NBNL Koersvaste Middenweg scenario in 2035

3 Elektriciteitsprijzen zijn moeilijk accuraat te voorspellen, maar ter illustratie: een gemiddelde stijging van €10/MWh over 200 TWh is een maatschappelijke kostenpost van €2mld/jr; bij de 2024 prijzen van €77/MWh op de day-ahead markt is dat een stijging van circa 13%. Grotere stijgingen zijn bij grotere tekorten zeer waarschijnlijk

4 Berekend op basis van de niet-geleverde elektriciteit * VoLL (Value of Lost Load) van €68.887/MWh (Bron: ACM 2022)

5 Tennenet (2025). Leveringszekerheid monitor; Figuur 4-8

besluiten worden genomen.

TE MAKEN KEUZES

Energiezekerheid vraagt om drie keuzes: 1) hoeveel hernieuwbaar opwekvermogen willen we in Nederland installeren; 2) welk deel van de resterende vraag willen we dekken met regelbaar vermogen en hoe richten we dit in en 3) wat moeten onze energiereserves zijn met het oog op een mogelijke energiecrisis. Deze drie keuzes hangen samen. Voor optimale resultaten is daarom een geïntegreerde mix van maatregelen noodzakelijk. De kwantificering is indicatief.

Keuze 1) Hoeveel hernieuwbaar opwekvermogen

De huidige prognose is dat de gestelde doelen voor wind op zee en zon op dak niet zullen worden behaald. Op dit moment worden wind-op-zee kavels getenderd conform het uitrolplan voor aanvullende financiële ondersteuning voor windenergie op zee. Het is onwaarschijnlijk dat met het huidige beleid 21 GW in 2032 wordt gerealiseerd⁶, hoewel de ontwikkeling van het net-op-zee volgens planning verloopt. Ook bij zon op dak zien we een terugval in de groei. Het laagste scenario van NBNL gaat uit van 38 GW in 2035, in lijn met KEV dat vanaf 2024 tot 2030 een groei voorziet van 25GW naar 33GW⁷. Daarmee wordt het risico dat er te weinig eigen hernieuwbaar opwekvermogen is voor de vraag steeds groter⁸.

We moeten kiezen hoeveel hernieuwbaar opwekvermogen we willen realiseren en in welke mate we de aanleg gaan stimuleren en daarop gaan sturen.

Betere investeringsvoorwaarden voor wind op zee kunnen de impasse in de sector doorbreken en leiden tot in ieder geval 21 GW in 2032 en mogelijk zelfs een capaciteit van 31 GW wind op zee in 2035⁹. Ketenstimulatie in combinatie met de elektrificatie van de industrie draagt hieraan bij (zie hoofdstuk 'Concurrerende en schone industrie'). Ook verdere ontwikkeling van groene waterstof kan de investeringszekerheid van wind op zee verbeteren. Met betrekking tot zon op dak vervalt de salderingsregeling binnenkort. Hier kan mogelijk in worden bijgestuurd (middels andere regelingen) om alsnog op maximaal 69 GW in 2035 uit te komen¹⁰. Daarbij is wel belangrijk dat eigen verbruik van zonnestroom zoveel mogelijk wordt gestimuleerd of genormeerd.

Keuze 2) Welk deel van de resterende vraag dekken met regelbaar vermogen en hoe dat in te richten

In de huidige prognose daalt het regelbaar opwekvermogen van 24 GW in 2023 naar circa 14 GW in 2035, met name door de voorgenomen sluiting van kolen- en gascentrales¹¹. Ook als we volledig gebruikmaken van alle interconnecties is de verwachting dat we vanaf 2030 te maken zullen krijgen met elektriciteitstekorten. Van de verwachte bouw van 16 GW opslagcapaciteit is slechts 2 GW voor de (middel) lange termijn. De overige 14 GW is alleen geschikt om korte tijdsintervallen mee te overbruggen. Dit terwijl de piekvraag op een gemiddelde winterdag kan stijgen tot 27 GW in 2035. Dat betekent dat op piekmomenten de prijs sterk kan stijgen, ook als de meest energie-intensieve geëlektrificeerde industrie op die momenten de productie gedeeltelijk stillegt. Het gevolg hiervan is dat nog meer gebruikers hun verbruik terug zullen schakelen, of, in ernstige situaties, afgeschakeld zullen worden. Beide scenario's leiden tot maatschappelijke kosten: directe door economisch gemis en indirecte door maatschappelijke onrust en onzekerheid.

De mate van gewenste energiezekerheid, afgewogen tegen de kosten, is een expliciete beleidskeuze.

Door te sturen op beschikbare capaciteit kunnen tekorten worden voorkomen. Dit vraagt wel om extra investeringen. De kernvraag is hoeveel zekerheid we willen, rekening houdend met wat het kost om die zekerheid te garanderen. Hier bestaan Europese kaders voor, maar die laten ruimte voor een keuze tussen vertrouwen op import en marktwerking, met bijbehorende prijschommelingen, en extra capaciteit in eigen land wat meer robuustheid en prijsstabiliteit geeft.

Een mix van maatregelen moet resulteren in een optimale balans. De drie belangrijkste oplossingen zijn: vraagsturing, regelbaar opwekvermogen en langdurige opslag. De industrie verbruikt veel elektriciteit en dat verbruik zal de komende jaren verder toenemen. Door processen te flexibiliseren, kan men door middel van vraagreductie tekorten verhelpen. Ook regelbaar opwekvermogen, bijvoorbeeld in de vorm van gascentrales, dat kan worden aan- en uitgezet afhankelijk van de vraag, helpt elektriciteitstekorten tegengaan. Via langdurige opslag kunnen grote hoeveelheden energie opgeslagen worden tijdens energieoverschotten, die vervolgens kunnen worden ingezet ten tijde van tekorten.

6 Met name onzekerheid rond IJmuiden Ver Gamma A/B (2 GW, tender uitgesteld tot 2026), IJmuiden Ver Beta (2 GW, waarvan realisatie 1 GW uitgesteld tot 2032) en Nederwiek I-A (1 GW, geen inschrijvingen tender okt 2025)

7 PBL (2025). KEV

8 Onder de aanname dat vraag zich blijft ontwikkelen in lijn met TenneT Monitor Leveringszekerheid

9 Maximale waarde voor windenergie uit NBNL scenario's (scenario Eigen Vermogen)

10 Maximale waarde voor zonne-energie uit NBNL scenario's (scenario Eigen Vermogen)

11 TenneT (2025). Monitor leveringszekerheid

Vraagsturing is de eerste maatregel die kan bijdragen aan het voorkomen van tekorten, bijvoorbeeld via warmtebuffers, warmtekrachtkoppelingen, e-boilers en flexibel gebruik van elektrolyzers. Vraagsturing vereist aanpassingen in productieprocessen en digitale systemen, en kan tot circa 4 GW bijdragen aan het verhelpen van tekorten^{12,13}. Ook (hybride) warmtepompen, EV-laders en andere zware apparaten in de gebouwde omgeving zijn een potentiële bron van flexibiliteit. Dit kan bijv. voor hybride warmtepompen 0,3–0,6 GW¹⁴. Hiervoor is het wel noodzakelijk dat deze hybride warmtepompen stuurbaar zijn en dat er voor de bewoner een prikkel is om over te gaan van elektriciteit op gas. Beide vormen van vraagsturing kunnen ook bijdragen aan het verhelpen van netcongestie.

Regelbaar opwekvermogen, bijvoorbeeld via gascentrales, is de tweede mogelijke maatregel en is de meest stabiele en vrijwel altijd beschikbare vorm van regelbaar vermogen. Daarom kan deze vorm het meeste bijdragen tijdens langdurige energieschaarste. Voor het behoud van de huidige capaciteit bestaan meerdere opties, zoals een capaciteitsmechanisme (verkoop van vermogen in MW, vaak op jaarbasis, naast verkoop van energie per uur in MWh) en het aanwijzen van strategische reserves (centrales die tegen betaling tijdelijk buiten de markt gehouden worden als noodcapaciteit). Een capaciteitsmechanisme kan aangevuld worden met een locatie-specifieke beloning om de congestie te verlichten. Daarnaast is het mogelijk om nadrukkelijker te sturen op de te gebruiken technieken, bijvoorbeeld om zo het regelbaar vermogen te verduurzamen. Hiervoor moet er wel voldoende beschikbaarheid zijn van duurzame brandstoffen. Ook is het belangrijk te bepalen hoe groot de maatschappelijke investering mag zijn om de laatste procenten van de energiemix, die in gascentrales met een zeer lage benuttingsgraad, te verduurzamen. Een capaciteitsmechanisme vraagt om structurele jaarlijkse middelen van €0,5–1,8 miljard per jaar, afhankelijk van de gekozen invulling, om voldoende regelbaar vermogen beschikbaar te houden, in combinatie met voldoende achterliggende energiereserves.

De derde maatregel is langdurig opslagvermogen, bijvoorbeeld via flowbatterijen, compressed air energy storage (CAES), thermische opslag, waterstof- en gasopslagen. Flowbatterijen kunnen vooral hun bijdrage leveren op de kortere termijn (één tot enkele dagen) en zijn daarmee belangrijk voor de leveringszekerheid. De andere genoemde voorbeelden ondersteunen de energiezekerheid op de lange termijn (meerdere dagen tot zelfs maanden). Het totale pakket waarvoor wordt gekozen, moet voldoende dekking bieden op iedere

tijdsschaal. Net als bij de andere oplossingen, kan ook bij langdurig opslagvermogen gestuurd worden op strategische locaties voor een betere benutting van het net. Momenteel staat een veelvoud van het huidige batterijvermogen in de wachtlijst. Daar kan, middels prioritering die de ACM kan opstellen, slim mee worden omgegaan.

Het voorkomen van tekorten levert een aantal maatschappelijke voordelen op. Ten eerste heeft een energiesysteem met meer buffers en regelbaar vermogen een hogere basisprijs, maar minder pieken in de elektriciteitsprijzen waardoor de totale elektriciteitskosten lager kunnen zijn. Dat verhoogt het vertrouwen van de industrie en van inwoners waardoor zij eerder geneigd zullen zijn investeringsbeslissingen te nemen. Ook worden we minder afhankelijk van de import van elektriciteit uit het buitenland. Daarnaast kan een uitgebalanceerd systeem, met een geoptimaliseerde mix van (duurzame) opwekcapaciteit, vraagsturing en opslagcapaciteit, de CO₂-uitstoot beperken.

Keuze 3) Benodigde energiereserves met het oog op een mogelijke energiecrisis

Voor een langdurige verstoring van het aanbod (meer dan 1 maand) is in Nederland nu geen voorziening getroffen. Er is een minimale vulgraad van 90% voor gasopslagen, maar die is nodig voor het invullen van de gasvraag in een normale doch zeer koude situatie en is niet ingericht op crisissituaties. Voor een kortdurende verstoring van het aanbod is gasopslag Alkmaar beschikbaar. Dit betreft slechts een eerste kleinschalige noodvoorraad (5TWh, op 400 TWh jaarlijkse gas- en elektriciteitsvraag). De gevolgen van een crisissituatie zullen vergelijkbaar zijn met het weggeval van het Russische aanbod in 2022: extreem hoge en volatiele gasprijzen en daarmee een sterke afname van de vraag doordat gebruikers, als gevolg van de hoge prijzen, hun verbruik noodgedwongen afschakelde.

Om onze weerbaarheid te vergroten, kan de overheid noodvoorraden aanleggen. Deze reserves dienen als vangnet bij verstoringen in de aanvoer of de productie en zijn essentieel om tekorten in het energiesysteem, waaronder in de elektriciteitsketen, tijdelijk op te vangen. Daarbij gaat het om het opbouwen van strategische voorraden en het behouden van bestaande gasreserves om langdurige uitval van productie of het weggeval van import te kunnen overbruggen. In de toekomst kan dit ook gaan over andere energiedragers dan gas. In alle gevallen is het van belang om maatregelen in EU-verband af te spreken.

¹² CE Delft (2024). Oplossingen voor netcongestie bij bedrijven

¹³ DNV GL (2020). Flexibele industrie kan helpen bij langdurige tekorten aan elektriciteit

¹⁴ Op basis van KeV 2024-projecties en aangenomen gemiddeld stuurbaar vermogen van 1 kW per pomp (Bron: PBL (2024). KEV)

Er zijn drie typen maatregelen tegen langdurige uitval in een crisissituatie denkbaar, in afwachting van het advies over strategische voorraden waar GTS momenteel aan werkt.

De eerste optie is dat de overheid vulverplichtingen van meer dan 90% kan opleggen voor de gasvoorraden. Hierin heeft de vulagent (EBN) een aanvullende taak als de vulgraad niet vrijwillig behaald wordt en moeten mogelijk middelen gereserveerd worden voor de inkoop van het aardgas. Het volume boven de verplichte vulgraad kan dan gereserveerd worden voor crisissituaties.

Als tweede optie kan het kussengas van seizoensopslagen ingezet worden. Alkmaar, Bergermeer, Grijskerk en Norg hebben gezamenlijk 300 TWh aan kussengas dat mogelijk ingezet kan worden in noodsituaties. Er moet onderzocht worden of dat technisch uitvoerbaar is voor de opslagbeheerder en de netwerkbeheerder (GTS), in verband met operationele aspecten zoals druk- en kwaliteitsverschillen. Ook de organisatie en rolverdeling tussen partijen en kostenafwegingen moeten hiervoor uitgewerkt worden.

Als derde optie kan de overheid de verantwoordelijkheid voor de strategische gasreserves naar zich toetrekken door noodvoorraden aan te leggen. De minister voor Klimaat en Groene Groei bepaalt in dat geval, op advies van GTS, de omvang en inzetcriteria. EBN voert dit uit via bestaande of nieuwe opslaglocaties, zoals Norg. Zo kan een strategische gasreserve worden opgebouwd die de gasvoorziening voor een periode van circa drie maanden kan invullen.

Implicaties van de drie keuzes voor de aanleg van infrastructuur

De drie keuzes waarmee de energiezekerheid kan worden geborgd, hebben directe gevolgen voor hoe en waar de elektriciteitsinfrastructuur moet worden uitgebreid. Zo kan een grotere afhankelijkheid van de import van elektriciteit andere vereisten stellen aan transportcapaciteit in de grensgebieden dan een situatie met meer binnenlandse capaciteit. Voor een capaciteitsmechanisme zijn locatievoorwaarden belangrijk, omdat het anders kan leiden tot een suboptimale spreiding van bestaand (en nieuw) vermogen over het elektriciteitsnet en het daardoor extra netverzwaringen vereist of de wachtrij vergroot. Er kan zonder locatievoorwaarden bijvoorbeeld een centrale verdwijnen die nu naast energiezekerheid ook een bijdrage levert aan het voorkomen van netcongestie, ten gunste van een centrale die geen bijdrage levert aan het verhelpen van netcongestie. Vraagsturing kan aan energiezekerheid bijdragen en tegelijkertijd lokaal netcongestie verlichten, afhankelijk van waar en hoe de flexibiliteit wordt ingezet.

Batterijen kunnen het net ontlasten als ze strategisch worden gepositioneerd en netbewust worden gebruikt. Tegelijkertijd kunnen ze juist extra druk op het net opleveren als de locaties en de laadtijden ongunstig zijn. Voor andere vormen van (langdurige) opslag, zoals CAES en thermische opslag, is de locatie met name van belang voor de impact op het net als de aandrijving van het systeem elektrisch is, bijvoorbeeld middels een e-boiler. Deze vraagstukken hebben veel overlap met het hoofdstuk “Tijdige toegang tot energie voor huishoudens en bedrijven” en bij keuzes voor energiezekerheid dienen locatievoorwaarden zoveel mogelijk meegenomen te worden.

Daarnaast dient ook de transportcapaciteit van en naar gasopslagen (methaan en waterstof), gasbuffers en strategische gasvoorraden gegarandeerd te blijven Zo kan energiezekerheid voor alle energieketens gewaarborgd blijven. Voor gas en waterstof opslag is de locatieafhankelijkheid minder kritisch, omdat deze geen directe koppeling heeft met het elektriciteitsnet en het gasnet zelf in ieder geval op dit moment voldoende transportcapaciteit heeft. Dit biedt extra flexibiliteit.



Een schone en concurrerende industrie

PROBLEEMSCHETS

Verduurzaming is nodig om de Nederlandse industrie toekomstbestendig te maken. Dit vraagt veel van ons energiesysteem. De industrie is namelijk verantwoordelijk voor bijna de helft van de totale Nederlandse energievraag¹⁵. Nu wordt die vraag nog voor 85% ingevuld met fossiele energie en bestaat het voor 49% uit olie en 27% uit aardgas¹⁶. Om de industrie te verduurzamen, is er dus een flinke uitbreiding van de duurzame energie-infrastructuur nodig in een tempo dat we niet eerder hebben meegemaakt.

Er moeten keuzes worden gemaakt over de mate waarin de overheid de ontwikkeling van de energie-infrastructuur, -vraag en -aanbod gaat sturen. Dat gaat over het al dan niet prioriteit geven aan bepaalde sectoren, over de invulling van de energiebehoefte (de energiemix) en over de timing van het ontwikkelen van de vraag, het aanbod en de verbindende infrastructuur. Dit alles binnen de randvoorwaarden die de uitvoercapaciteit opleggen. Iedere energieketen heeft hierin zijn eigen specifieke uitdagingen.

Voor de niet-energie-intensieve industrie, waar het gros van de bedrijven toe behoort, vormt elektrificatie een uitdaging, onder andere door de beperkte capaciteit van het elektriciteitsnetwerk en de wachtrijen die daaruit voortkomen. Netbeheerders werken aan grootschalige uitbreidingen van het netwerk, maar zijn daarbij gebonden aan de limieten van hun uitvoercapaciteit. Vraagflexibilisering, het versnellen van ruimtelijke processen en een strategische prioritering van de wachtrij kunnen zorgen voor verlichting. Deze keuzes worden in detail beschreven in het hoofdstuk 'Tijdige toegang tot energie voor huishoudens en bedrijven'. Ook zijn er oplossingen buiten het elektriciteitsdomein die momenteel onderbelicht blijven, zoals waterstof en groen gas, en beter onderzocht kan worden voor welke partijen rond geplande infrastructuur (zoals het waterstoftransportnet) dit de beste keuze is.

Binnen de energie-intensieve industrie heeft een klein aantal bedrijven veel invloed op het toekomstige energiesysteem, maar de richting is onzeker. De energie-intensieve industrie vormt maar een klein aandeel in het aantal bedrijven, maar beslaat ongeveer 40% van de Nederlandse energievraag¹⁵. Onzekerheid over de richting die deze bedrijven kiezen met betrekking tot verduurzaming zorgt voor onzekerheid over de te ontwikkelen energieproductie en -infrastructuur.

Belangrijke factoren in het vaststellen van die richting zijn: 1) op welke schaal gaan deze bedrijven verduurzamen, in een context waarin een aantal bedrijven heeft gekozen om hun productie af te schalen of stop te zetten; 2) voor welk transitiepad richting 2040 kiezen ze (bijvoorbeeld waterstof, CCS of elektriciteit); en 3) wanneer gaan ze het transitiepad bewandelen en wat betekent dat voor wanneer ze toegang tot het energienetwerk nodig hebben. Onzekerheid wordt vergroot doordat bedrijven zich in een kip-ei-probleem bevinden. Als ze als eerste de stap zetten, zonder dat daarbij aanbod of infrastructuur tegelijkertijd deze stap zet, nemen ze een groot risico wat investeringen tegenhoudt.

Door de onzekerheid over de verduurzaming van de industrie moeten netbeheerders rekening houden met sterk uiteenlopende scenario's.¹⁵ Daardoor worden netbeheerders gedwongen om keuzes te maken en daarmee opties open te houden of juist te sluiten. Tegelijkertijd hebben ze maar beperkte vrijheid om projecten voor te bereiden zonder dat er concrete vraag bestaat. Het risico en de kosten van verkeerde investeringsbeslissingen zijn daarmee uiteindelijk voor rekening van burgers en bedrijven.

Als we niet kiezen, is het systeem niet maakbaar en wordt het onnodig duur. We lopen een reëel risico dat de infrastructuur die wordt gerealiseerd haar doel niet bereikt en er daarmee grote maatschappelijke investeringen verloren gaan. Door ontbreken van gelijktijdige investeringsbeslissingen zullen energieketens niet van de grond komen (elektrificatie, waterstof, CCS, groen gas). Dit kan zowel de vorm aannemen van stranded assets, wanneer partijen uit Nederland vertrekken, als van schaarse uitvoercapaciteit die hieraan besteed is ten koste van andere projecten. Daarnaast zorgt een gebrek aan heldere keuzes ervoor dat bedrijven langer in de wachtrij staan en minder snel kunnen groeien of verduurzamen. Daardoor zullen we verder achter gaan lopen op de emissiedoelen.

REDEN VOOR URGENTIE

Industriebedrijven vertrekken nu al of draaien investeringsbesluiten terug, doordat ze onvoldoende kunnen concurreren met internationale competitie en te weinig perspectief hebben op betaalbare verduurzamingsopties. Dat is zeer schadelijk voor onze maatschappij, vooral als dit zich uitstrekt tot de industrieën met hoge economische en strategische waarde. De industrie, netbeheerders en energieproducenten

¹⁵ NBNL (2025). Netbeheer Nederland Scenario's Editie 2025

¹⁶ KEV (2025). Energiebalans voor 2024

vragen nú om duidelijkheid, waar beleidsdoorbraken van de overheid voor nodig zijn. Om richting 2040 klimaatneutraal te worden zullen bedrijven binnen nu en 2 jaar investeringsbeslissingen nemen. Aanpassen van processen kost tijd, aanleg van nieuwe infrastructuur duurt 10 tot 12 jaar en dat van energieproducerende assets 5 tot 8 jaar. Al zijn de doorlooptijden voor groen gas, waterstof en CCS korter door gedeeltelijk hergebruik van bestaande infrastructuur, zijn ook voor deze oplossingen op korte termijn keuzes nodig, omdat deze ketens juist op korte termijn al voor grote emissiereductie kunnen zorgen. Op dit moment blijven ze nog achter door belemmeringen elders in de keten, waaronder beleidsonzekerheid of prijsonzekerheid aan vraag- en aanbodzijde.

TE MAKEN KEUZES

Er moeten keuzes worden gemaakt over: 4) in hoeverre we actief willen sturen op welke gebruikers prioriteit krijgen (wat eerst, wat later); 5) in hoeverre we actief willen sturen op de invulling van het energiesysteem; en 6) of en hoe we partijen de zekerheid geven die nodig is om investeringsbeslissingen te nemen.

Keuze 4) Actief sturen op welke gebruikers prioriteit krijgen

Netbeheerders lopen tegen de limieten van hun uitvoercapaciteit aan en kunnen daardoor niet alles voor iedereen tegelijk aanleggen. Met name op het elektriciteitsnet, waar congestie al voor wachtrijen zorgt, wordt de groei van het aantal nieuwe aansluitingen gedicteerd door de uitvoercapaciteit. In deze context is het aan te bevelen bij de aanleg van nieuwe infrastructuur en het aansluiten van gebruikers in de wachtrij een duidelijke prioritering toe te passen. Huidige prioritering is wettelijk vastgelegd, waar een beperkte set aanvragen met hoge maatschappelijke waarde (zoals veiligheid) wordt geprioriteerd en volgorde van overige aanvragen gebaseerd is op aanvraagdatum. Daarnaast is het raadzaam ook andere transitiepaden, zoals waterstof en CCS, beschikbaar te stellen aan prioritaire bedrijven wanneer elektriciteit geen passende of haalbare oplossing biedt.

De eerste manier van actief sturen is via gebiedsgebonden prioritering. Daarin worden focusgebieden met een hoge economische en maatschappelijke waarde aangewezen voor ondersteuning op betaalbare energie en versnelde aansluiting. Dit kunnen industrieclusters zijn of andere gebieden met geconcentreerde bedrijvigheid, zoals de Brainport Eindhoven. De prioritering op basis van gebieden is relatief eenvoudig waar het gaat om de aanleg van infrastructuur. Een gebiedsgebonden prioritering is voor sommige andere aandachtsgebieden, zoals energiesubsidies,

juist ingewikkeld. Een voordeel van gebiedsgebonden prioritering is dat er rekening kan worden gehouden met gebieden waar al energie-infrastructuur aanwezig is of binnen afzienbare tijd (voor 2030) beschikbaar komt. Bestaande trajecten zoals het MIEK¹⁷, waar in huidige vorm onvoldoende versnelling behaald kan worden, kunnen gebruikt worden om dit beleid in te bedden.

Een andere manier van prioriteren is op basis van sectoren. Geïdentificeerde sectoren met een hoge maatschappelijke waarde krijgen daarin voorrang. Daarbij is het van belang om ook naar indirecte waarde in de toeleveringsketen te kijken door onderlinge afhankelijkheid van sectoren (bijv. toelevering van grondstoffen). Complexiteit van dit model is dat bedrijven in een bepaalde sector niet altijd geclusterd zijn op één of enkele locaties, terwijl infrastructuur juist sterk locatiegebonden is. Dat zorgt ervoor dat het mogelijk niet haalbaar is om alle industrie op basis van sector een prioritering toe te kennen en die nauwgezet te volgen.

De derde manier van prioriteren, is op basis van maatwerkafspraken. Deze optie kan ook ingezet worden in combinatie met een gebiedsgebonden of sectorgebonden prioritering. Via deze route worden er met specifieke bedrijven die een hoge maatschappelijke waarde vertegenwoordigen of een zeer grote energiebehoefte en/of uitstoot hebben afspraken met netbeheerders, opwekker en verbruiker gemaakt over de ondersteuning, het transitiepad en de timing. Tot dusver hebben maatwerkgesprekken tot zeer beperkt resultaat geleid, maar een vervolg van deze aanpak kan verantwoord zijn door de grote impact op het energiesysteem en onze CO₂-uitstoot. Daarbij is een voorwaarde dat infrastructuurpartijen vroegtijdig worden betrokken om opties en beperkingen beter in kaart te brengen. Succesvolle afspraken geven aanbod- en netwerkbedrijven meer investeringszekerheid door hogere garantie op toekomstige vraag.

Met betrekking tot elektriciteit gaat de mogelijke prioritering vooral over het aanleggen van nieuwe infrastructuur en het met voorrang aansluiten van gebruikers in de wachtrij. Er kan bijvoorbeeld worden besloten om projecten die ten bate van elektrificeren van de industrie additioneel geprioriteerd worden, waardoor ze sneller geholpen kunnen worden. Zonder additionele beleidsmaatregelen blijven bedrijven op volgorde van aanvraag aangesloten worden (first-come-first-serve) op het elektriciteitsnet en komt nieuwe infrastructuur voor veel partijen mogelijk te laat.

Voor een deel van de geprioriteerde gebieden, sectoren en bedrijven is waterstof, CCS of groen gas de beste transitieoplossing. Dit is vooral bij industriële processen die temperaturen vragen die met elektriciteit niet haalbaar zijn, maar gasvormige grondstoffen vereisen, of waar nog

geen economisch haalbare elektrische technologie voor bestaat (zoals elektrisch kraken). Voor deze ketens van waterstof, CCS en groen gas ligt de prioriteit vooral bij het op gang brengen van voldoende vraag en aanbod. Gedeeltelijk kan bestaande infrastructuur gebruikt worden, maar voor nieuwe delen geldt een vergelijkbare doorlooptijd als voor elektriciteit. Om deze oplossingen aan te kunnen bieden voor geprioriteerde bedrijven is het met name van belang om duidelijker te bepalen waar we ze inzetten (keuze 5) en belemmeringen over de keten te verhelpen, zoals het gezamenlijk op gang krijgen van vraag en aanbod (keuze 6). Afvang en transport bij CCS en gasboosters bij groen gasproductie vragen zelf ook om elektrisch aansluitvermogen en zijn daarmee afhankelijk van initiële prioriteit op een aansluiting om op termijn juist het elektriciteitsnet te ontlasten.

Keuze 5) Actief sturen op de invulling: de toekomstige energiemix en beschikbaarheid van transitiepaden

In het huidige beleid kan elke gebruiker een eigen transitiepad bepalen en deze op elk moment inzetten, wat zorgt voor onzekerheid wat gebouwd moet worden. Vraag en aanbod van verschillende dragers en modaliteiten, ontwikkelen zich met beperkte sturing. In theorie geeft dit gebruikers veel opties om uit te kiezen. Tegelijkertijd zorgt het ook voor een grote spreiding van vraag- en aanbodscenario's. Daardoor verkeren de netbeheerders in onzekerheid over welke infrastructuur waar gebouwd moet worden en wat het uiteindelijke gebruik zal zijn. Dit zorgt vervolgens voor onzekerheid bij bedrijven over de toekomstige energiesituatie. Op die manier resulteren de vele opties juist in extra risico en een hoge drempel voor investeringen. Als we op deze manier doorgaan, komt op veel plaatsen de infrastructuur te laat en bouwen we op sommige plaatsen onnodig dubbel.

De overheid kan ervoor kiezen om te sturen op een voorgenomen energiemix, en stimuleringsmaatregelen en budgetten hierop afstemmen. Net als bij Keuze 4, kan ook de voorgenomen energiemix gebieds- of sectorgebonden worden vastgesteld. Duidelijkere richting voor de energiemix is vooral relevant voor de industrie, door de grote impact van een klein aantal bedrijven op de energievraag (~40% van de Nederlandse vraag uit energie-intensieve industrie)¹⁵. Daartegenover is de transitie bij huishoudens beter te voorspellen door de graduele vervanging van bijvoorbeeld cv-ketels en auto's. Hier zit een sterke koppeling met energieplanologie, waar breder op ingegaan wordt in het hoofdstuk "Toegang tot energie voor huishoudens en bedrijven". Bijvoorbeeld: Een keuze voor ondersteuning van waterstof op plaatsen die niet bereikt kunnen worden met het transportnet, zullen distributienetten voorbereid moeten worden en mogelijk verlichting van netverzwaring zijn waardoor dit op andere plaatsen sneller kan. Er worden al initiatieven gestart om meer richting te geven, zoals de actie-agenda elektrificatie

industrie, maar dit vraagt nog verdere concretisering en toetsing op haalbaarheid, en zou onderdeel kunnen zijn van een meer integrale aanpak.

Vooraf een standvastige koers is van belang. Nationale ambities voor verschillende energiedragers hebben sterk geschommeld in de laatste jaren. Businesscases die ten grondslag liggen aan investeringsbeslissingen van bedrijven zijn vaak gebaseerd op horizons van 10 tot wel 30 jaar. Een scherpere keuze binnen de energiemix zorgt voor duidelijkheid en continuïteit, wat bedrijven en netbeheerders nodig hebben om beslissingen te maken.

Sturen op een voorgenomen energiemix is vooral relevant voor gebieden en partijen waarvoor verschillende transitiepaden mogelijk zijn. Voor een groot deel van de bedrijven bestaat een duidelijk voorkeurspad, maar er is een groep voor wie verschillende routes open staan. Door hier meer te sturen, creëren we maatschappelijke waarde via een maakbaarder en betaalbaarder systeem waarin klanten eerder toegang krijgen tot duurzame energie. Daarnaast kun je op die manier ook de overheidsbudgetten beter vormgeven voor aanbod- en vraagstimulering en gericht beleid voorbereiden dat de realisatie versnelt. Overigens zal, ondanks sturing op een voorgenomen energiemix, altijd rekening gehouden moeten worden met een bandbreedte (ware het smaller) door inherente onzekerheid van marktontwikkeling.

Als we in Nederland ervoor kiezen om de volledige industrie te willen decarboniseren voor 2040, zou dit alleen kunnen met duidelijke (ruimtelijke) sturing op brede inzet van elektriciteit, CCS, blauwe waterstof en groen gas. Groene waterstof kan op termijn een oplossing bieden, maar voor opgeschaalde toepassing en zekerheid in 2040 voor industrie komt dit te laat.

Keuze 6) In welke mate willen we regie op het nemen van gelijktijdige beslissingen in de keten om zo de investeringszekerheid te vergroten

De coördinatie van beleid over verschillende schakels van energieketens heen is beperkt, waardoor investeringsrisico's vooral aan de markt worden overgelaten. Door deze beperkte coördinatie zijn beleidsmaatregelen doorgaans simpel, omdat ze zich op een enkel onderdeel van de keten richten. Ook hoeft de coherentie tussen maatregelen maar beperkt te worden bewaakt. Nu zien we kip-ei-problemen ontstaan, waarin de partij die als eerste een investeringsbeslissing neemt het grootste risico draagt. In voorgaande jaren bestond dit nog niet, omdat we onder verduurzaming vooral het vervangen van bestaande (grijze) elektriciteitsvraag met groene elektriciteit verstonden. De volgende stap van de transitie is moeilijker, omdat het om vervangen van fossiele energievraag met nieuwe oplossingen gaat (elektrificatie, waterstof, CCS, groen gas). Met het huidige versnipperde

beleid zien we dat deze ketens minder snel ontwikkelen dan geanticipeerd.

Door maatregelen die ingrijpen op verschillende schakels in een keten op elkaar af te stemmen, kunnen gelijktijdige investeringsbeslissingen (FIDs) beter worden gecoördineerd. Dit verkleint de kip-ei-problematiek die zich in verschillende energieketens voordoet. Als eerste een beslissing nemen over, bijvoorbeeld, investeringen in infrastructuur zonder zeker te weten dat andere partijen investeringen gaan doen om die infrastructuur te benutten, is risicovol. Coördinatie zorgt ervoor dat partijen tegelijkertijd beslissingen nemen die op elkaar zijn afgestemd. Zo geeft coördinatie netbeheerders meer zekerheid over de benuttingsgraad van hun infrastructuur op de lange termijn en daarmee over de doelmatigheid van hun investeringen. Indien tijdlijnen niet voldoende op elkaar aansluiten, kan een garantstelling door de overheid risico's mitigeren om het kip-ei probleem te doorbreken en voldoende voortgang in de besluitvorming van de energietransitie te houden.

Voor de industriële productieketen gaat het met name over additionele zekerheid rond de businesscase in Nederland. Kern is het verbeteren van hun concurrentievermogen door samenhangende stimulering op OPEX (energiekosten), CAPEX (procesombouw) en vraagcreatie. Vraagcreatie van duurzame eindproducten betekent dat er bijvoorbeeld eisen worden gesteld aan minimaal percentage groen staal in auto's of bouwmaterialen. Op deze manier wordt de business case van verduurzaming beter zonder extra overheidsbudgetten aan OPEX of CAPEX te besteden. Daarbij is het van belang dat Nederlandse bedrijven worden beschermd tegen concurrentie van buitenaf waar lagere duurzaamheidseisen gelden, zoals door de Europese CBAM regeling. Doordat industriebeleid in Europa niet overal hetzelfde wordt toegepast, concurreren we ook met buurlanden. De elektriciteitskosten liggen in Duitsland bijvoorbeeld €50/MWh lager dan in Nederland door kortingen op belasting en netkosten. Door hogere Nederlands prijzen wordt verwacht dat Nederlandse industriële productie zal dalen met 7-12%, wat gepaard gaat met een bbp-verlies in 2030 van 0,7-1,0%¹⁸. Daarnaast kan er in het beleid rekening worden gehouden met het inbouwen van goedkope flexibiliteit in processen (mogelijk binnen Flex-e regeling), bijvoorbeeld door hybride oplossingen en warmtebuffers. Zo kunnen meer bedrijven sneller op het elektriciteitsnet worden ingepast en blijft de elektriciteitsprijs stabiel.

In de elektriciteitsketen is sprake van het geschetste kip-ei-dilemma: er wordt pas geïnvesteerd in aanbod als de vraag duidelijk is, en andersom. Dit uit zich met name in uitblijvende investeringen in het aanbod van wind op zee zolang investeringen in de elektrificatie

van de industrie en in elektrolyse niet vastgelegd zijn, en vice versa. De juiste voorwaarden aan beide einden van die keten met zekerheid over volume en prijs van zowel vraag als aanbod versterken elkaar. Daarbij dient rekening te worden gehouden met de snelheid waarmee dit op het net aangesloten kan worden. Alleen elektriciteitsinfrastructuur zal niet voldoende zijn om wel perspectief te bieden, ook zekerheid over beschikbaarheid van betaalbare elektronen en een acceptabele business case voor procesombouw zijn randvoorwaarden¹⁹.

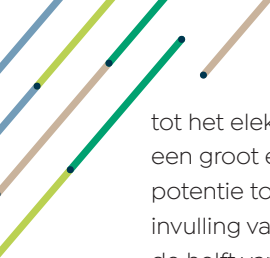
Binnen de waterstofketen zorgen strenge Europese eisen voor hoge kosten van groene waterstof en is er te weinig beleidsruimte voor opschaling van blauwe waterstof. Het verlichten van deze eisen helpt om de kostprijs te verlagen. Voor blauwe waterstof mist momenteel nog de beleidszekerheid van toepassing, waar het bijvoorbeeld nog niet binnen REDIII meetelt terwijl het tot 2040 de meest betaalbare vorm van duurzame waterstof in Nederland zal zijn. Een mechanisme zoals centrale vraagaggregatie kan zekerheid bieden over de vraag en het aanbod en daarmee indirect bijdragen aan de betaalbaarheid en infrastructuurbeslissingen bespoedigen. Voor de waterstofinfrastructuur zou het helpen om het principe van intertemporele kostentoe rekening in de tariefstructuur toe te passen, inclusief amortisatie. Dit houdt in dat waterstofnetbeheerders een vast tarief rekenen aan klanten wat aan het begin, als er weinig klanten zijn, niet kostendekkend is en gecompenseerd wordt met overheidsgelden, maar later wanneer meer klanten aangesloten zijn een overschot oplevert waarmee wordt terugbetaald.

In de CCS-keten is behoefte aan duidelijkheid over de ondersteuning van uitstoters zodat de CCS-infrastructuur versneld kan worden gerealiseerd.

Prijszekerheid per ton afgevangen CO₂ kan gerealiseerd worden vanuit de SDE++ regeling, waarvan de omvang aan dient te sluiten bij de gekozen ambitie (bandbreedte) in keuze 5. Om hoge kosten voor de eerste bedrijven die aansluiten te voorkomen, kunnen volloopprijsco's van de CCS-infrastructuur worden weggenomen (vergelijkbaar met waterstof). Als ook buitenlandse uitstoters, bijvoorbeeld uit Duitsland, gebruikmaken van de Nederlandse CCS-infrastructuur verlaagt dat de kosten voor de Nederlandse gebruikers. Door CO₂-transport als onafhankelijke taak met gereguleerde toegang te bestendigen (vergelijkbaar met de marktordening in de elektriciteitsmarkt), ontstaat er concurrentie tussen CO₂-opslagen en een gelijk speelveld voor uitstoters. Uiteindelijk kan de aanleg van CO₂-leidingen sneller worden gerealiseerd door ze in ruimtelijke procedures gelijk te stellen (middels herziening omgevingswet) aan aardgas- en waterstofinfrastructuur. Een belangrijke voorwaarde voor de opschaling van CCS is tijdige toegang

¹⁸ ESB: Compensatie energiekosten nodig voor concurrentievermogen industrie

¹⁹ Ook randvoorwaarden op andere gebieden van energie, zoals toegang tot arbeidskrachten, maar worden hier buiten beschouwing gelaten



tot het elektriciteitsnet, gezien compressie en transport een groot elektrisch vermogen vraagt. Dit ontsluit een potentie tot ~24,5 Mt CO₂-opslag per jaar met volledige invulling van projecten Porthos en Aramis, gelijk aan bijna de helft van de Nederlandse industriële uitstoot per jaar²⁰.

Voor de groengasketen zijn de keuzes om binnenlandse productie op te schalen van belang, met op termijn potentieel voor extra volumes via import.

Tevens zorgt het voor de diversificatie van onze duurzame energiemix waardoor hybride oplossingen bijvoorbeeld kunnen schakelen tussen gas en elektriciteit. Om de binnenlandse productie van groen gas te stimuleren tot potentie van 2-3 bcm (~20-30 TWh), is zekerheid bieden en ondersteuning geven aan producenten het meest urgent. Duidelijkheid creëren over de toekomstige vraag zorgt voor een positievere businesscase voor groen gas aanbieders, bijvoorbeeld door de bijmengverplichting voor langere tijd (10 jaar) te verlengen en verruimen²¹. Het prioriteren van groengasproductiefaciliteiten, zoals vergisters en groengasboosters, bij het toekennen van aansluitingen op het elektriciteitsnet kan hier verder bij helpen. Aanvullende volumes uit import (op termijn) kunnen alleen nuttig worden ingezet als deze ook meetellen binnen ETS, wat nu nog niet het geval is. Als er gekozen wordt om groen gas in te zetten voor verduurzaming van de industrie (keuze 5) vraagt dat mogelijk om een afweging waar het de meeste systeemvoordelen oplevert, ook ten opzichte van gebruik voor warmte in de gebouwde omgeving. Om bedrijven nu de beslissing te laten maken om te verduurzamen op groen gas, zal hier mogelijk extra dekking van prijsrisico's voor nodig zijn in het geval dat deze sterk oploopt bij achterblijvend productievolume.

²⁰ CBS (2024). Uitstoot broeikasgassen 6 procent lager in 2023

²¹ Zie secties m.b.t. groen gas in hoofdstuk "Betaalbare warmte voor huishoudens" voor meer details



Betaalbare warmte voor huishoudens

PROBLEEMSCHETS

De verduurzaming van de gebouwde omgeving loopt achter op de reductiedoelen en we lopen systeemvoordelen mis, waardoor warmte in huis duurder wordt dan nodig. Collectieve en individuele warmteoplossingen vullen elkaar momenteel niet aan, omdat ze niet in afstemming worden toegepast. Denk bijvoorbeeld aan het reduceren van investeringen in infrastructuur, het vergroten van de energiezekerheid, het beperken van de piekbelasting en het benutten van lokale duurzame bronnen zoals restwarmte, geothermie en biogas. Volledige elektrificatie is bovendien niet overall mogelijk of doelmatig; in veel gebieden blijven warmtenetten en groen gas noodzakelijk om de energietransitie haalbaar en betaalbaar te maken. Diezelfde opschaling van groen gas blijft achter, terwijl circa 30% van de huishoudens op termijn het goedkoopst kan verduurzamen met een hybride warmtepomp op groen gas²². Zonder aanvullende maatregelen loopt de gebouwde omgeving naar verwachting een reductie van 2,4 MtCO₂ mis ten opzichte van reductie-doel in 2030 van 13,2 MtCO₂ ten opzichte van 1990.²³

Een belangrijke reden dat de verduurzaming van de gebouwde omgeving onvoldoende van de grond komt, is dat de uitrol van warmtenetten achterblijft.

De KEV 2024 verwacht dat er in de periode van 2024 tot 2030 slechts 70.000 extra woningen zullen worden aangesloten op een warmtenet, bovenop de circa 600.000 woningen die in 2024 al waren aangesloten. Dat is een stuk minder dan de 500.000 additionele aansluitingen die tot 2030 nodig zijn om de beleidsdoelen te realiseren²⁴. Oorzaken voor deze vertraging zijn het gebrek aan betaalbaarheidsgaranties en onvoldoende effectieve ondersteuning en ontzorging van bewoners. Onduidelijkheid over de Wet collectieve warmte (Wcw) vertraagt investeringen: private warmtebedrijven wachten op duidelijkheid over het publieke meerderheidsbelang, terwijl nieuwe publieke warmtebedrijven grotendeels nog moeten worden gevormd. Daarnaast belemmeren capaciteitsbeperkingen bij gemeenten, woningcorporaties en technisch personeel de overstap naar aardgasvrije

warmteoplossingen. Samen maakt dit de uitvoering van projecten traag en onvoorspelbaar. Gemeenten hebben daardoor moeite om collectieve oplossingen tijdig te realiseren en deze goed af te stemmen op individuele verduurzamingsopties. Warmtebedrijven zijn op hun beurt afhankelijk van voldoende deelnamebereidheid en gecoördineerde uitvoering om projecten rendabel van de grond te krijgen. Zonder aanvullend beleid vanuit de overheid zullen collectieve warmteoplossingen (warmtenetten) hun achterstand niet inlopen en niet beschikbaar komen op plaatsen waar ze de laagste maatschappelijke kosten hebben. Hierdoor blijft 9–26 TWh²⁴ aan duurzame, lokaal beschikbare warmte onbenut. Als de aanleg van warmtenetten volledig stilvalt, stijgen de maatschappelijke kosten van de warmtetransitie met zo'n €1,2 miljard per jaar. Dat is ongeveer 11% meer dan in de situatie waarin warmtenetten wel kostenefficiënt en tijdig worden uitgerold²⁵. Zo kan een tijdige en succesvolle uitrol van warmtenetten, met een landelijke dekking van 15% tot 30%, jaarlijks €100 miljoen tot €160 miljoen aan nationale kostenbesparingen opleveren^{25,26,27}.

Het aantal hybride en vol-elektrische warmtepompen neemt toe, vooral in nieuwbouw en in particuliere koopwoningen. Dit is een goede ontwikkeling, maar brengt twee uitdagingen met zich mee.

Plaatsing van (hybride) warmtepompen versnelt de verduurzaming in gebieden zonder beoogd warmtenet, maar kan in wijken waar warmtenetten het maatschappelijk meest doelmatige verduurzamingsalternatief zijn, de businesscase ervan ondermijnen. Daarnaast zien we dat veel van deze warmtepompen nog niet stuurbaar zijn. Hierdoor lopen we het risico een minder efficiënt energiesysteem te creëren dan wenselijk is. Wanneer stuurbare warmtepompen worden gecombineerd met aanvullende flexibiliteitsmaatregelen, zoals sturing van laadpalen en het tijdelijke afschakelen van zon-opdak, kan dit volgens een scenariostudie van het IBO resulteren in een reductie van ongeveer 12.000 benodigde netverzwaringen op het laagspanningsnet²⁸ op een totaal van 45.000, oftewel circa 27%.²⁹ In deze combinatie van flexibiliteitsmaatregelen leidt dat tot een geschatte

22 PBL (2025). Startanalyse aardgasvrije buurten

23 In 1990 bedroegen emissies in de gebouwde omgeving 22 MtCO₂, in 2030 moet dat volgens het Klimaatakkoord teruggedrongen zijn naar 8,8 MtCO₂, wat neerkomt op een reductie van 13,2 MtCO₂ (Bron: PBL (2024). KEV)

24 NBNL (2025). Scenario's

25 Ecorys (2025). De maatschappelijke waarde van warmtenetten

26 CE Delft (2025). Het effect van het stagneren van de groei van warmtenetten

27 €100 – €160 miljoen is onderdeel van de bovengenoemde 1,2 miljard per jaar en kan dus niet opgeteld worden

28 LS-netverzwaringen, inclusief kabelverzwaringen en uitbreiding van transformatorstations

29 Uitgaande van een middenscenario met ~2,4M warmtepompen in 2040, waarvan circa 1,4M hybride en 1,0M vol-elektrisch – met ongeveer 50–60 % stuurbaarheid bij hybrides en ~25 % bij vol-elektrische systemen en 20% van de huishoudens met een warmtetaansluiting

CAPEX-besparing van €2,7 miljard cumulatief tot 2040³⁰. Ook worden in gebieden waar geen warmtenetten worden voorzien nog steeds veel cv-ketels geplaatst, terwijl met hybride warmtepompen op korte termijn CO₂-reductie kan worden gerealiseerd.

De productie van groen gas loopt achter op de doelstelling, maar is bepalend om hybride warmtepompen volledig te verduurzamen.

De binnenlandse productie van groen gas loopt achter op schema: 0,3 bcm productie per jaar in 2024 versus 2,0 bcm per jaar in 2030 uit het Klimaatakkoord. Belangrijke oorzaken voor het achterblijven van de binnenlandse productie zijn de stikstofproblematiek, lange vergunningstrajecten, congestie op het elektriciteitsnet en een niet-sluitende businesscase. De huidige productiekosten liggen tussen de €55/MWh en €70/MWh^{31,32}, waardoor vooralsnog goede financiële instrumenten nodig zijn zoals de bijmengverplichting en subsidies. Ook Europees is de voortgang op het gebied van de productie van groen gas beperkt omdat men tegen dezelfde problemen aanloopt. De EBA schat dat de EU in 2030 zo'n 35 bcm groen gas zou kunnen produceren, terwijl de huidige productie rond de 7 bcm per jaar ligt³³. Doordat de productie van groen gas in Europa achterloopt, is de beschikbaarheid van groen gas via import nu nog beperkt. Op de langere termijn kan geïmporteerd groen gas naar verwachting een grote rol spelen waardoor het een significante bijdrage kan leveren aan de verduurzaming van de gebouwde omgeving³⁴.

Voor huishoudens zijn de keuzes om te verduurzamen vaak complex. Afhankelijk van de precieze oplossing moeten woningen bijvoorbeeld geïsoleerd worden of moet het verwarmingssysteem worden aangepast. Dat maakt dat keuzes veel kennis vereisen over de eigen woning en men snel te maken krijgt met veel verschillende partijen (waaronder gemeente, Rijksoverheid, aannemer en installateur) en versnipperde besluitvorming (tussen bewoners, VVE, woningcorporaties en huurders). Dit geldt voor zowel collectieve als individuele verduurzamingsopties.

REDEN VOOR URGENTIE

Zonder financiële stimulering van warmtenetten blijft de aanleg uit, terwijl het aantal nieuwe warmtepompen blijft groeien. Door dit effect lopen we het risico dat warmtenetten vanaf omstreeks 2035 niet meer rendabel zijn door een te lage participatiegraad³⁰.

Nieuwe warmtepompen zouden zoveel mogelijk technisch geschikt moeten worden gemaakt voor slimme aansturing zodat ze kunnen bijdragen aan netbalancing.

Vol-elektrische warmtepompen kunnen piekflexibiliteit leveren door tijdelijk af te schakelen of in deellast te draaien en verbruik te verschuiven. Aanstuurbare hybride warmtepompen bieden de mogelijkheid om zowel kortstondig als over langere periodes over te schakelen op (groen) gas en zo structureel het elektriciteitsnet te ontlasten, zonder in te leveren op comfort. Zonder tijdige keuzes over aanstuurbaarheid bouwen we een duurder energiesysteem dat meer ruimte en zwaardere netten vraagt. Om voor 2050 een kosteneffectief energiesysteem te realiseren moeten warmtepompen tijdig en stuurbaar worden geïnstalleerd. Vervanging van de cv-ketel, dat gebeurt gemiddeld elke 12 tot 15 jaar, en groot onderhoud aan de woning, typisch elke 25 tot 40 jaar, bieden hier natuurlijke momenten voor. Als we deze momenten niet benutten, missen woningen hun natuurlijke overstapmoment en de CO₂-reductie die hieruit voortkomt.

Zonder oplossing voor de stikstofproblematiek, het versnellen van vergunningen en prioriteit op het elektriciteitsnet, stagneert de opschaling van groen gas en daarmee een kans om snel te verduurzamen.

Vergunningstrajecten voor nieuwe vergistingsinstallaties en de introductie van vergassingsinstallaties voor de productie van groen gas duren momenteel tot wel 7 jaar, met name door de stikstofproblematiek, complexe regelgeving en bezwaren vanuit de omgeving. Daardoor stopt de opschaling van de binnenlandse productie van groen gas. Zonder een versnelling van de vergunningsverlening en duidelijkheid over de stikstofruimte raken we in een impasse waarin geen nieuwe installaties kunnen worden gebouwd en de groei van de productie stagneert. Dit terwijl de vergisting van zo'n 34 miljoen m³ mest, ongeveer 43% van de totale nationale mestproductie, tot circa 0,6 bcm groen gas oplevert en tegelijkertijd de ammoniakemissies uit rund- en varkensmest met ongeveer 25% verlaagt. Dat komt overeen met een daling van zo'n 12 kton stikstofuitstoot, oftewel 8% van onze totale nationale emissie^{35,36}.

TE MAKEN KEUZES

De verduurzaming van warmte in de gebouwde omgeving vraagt om drie samenhangende beleidskeuzes: 7) in

30 IBO (2024). Bekostiging elektriciteitsinfrastructuur

31 CE Delft (2024). Meerkosten en impact bijmengverplichting groengas

32 Guidehouse (2025). Onderzoek lange termijn productie en inzet groen gas

33 European Biogas Association (2024). Delivering 35 bcm of biomethane by 2030

34 Dit document kwantificeert geen importvolumes voor groen gas. Voor indicatieve schattingen verwijzen we naar Guidehouse (2025). Onderzoek lange termijn productie en inzet groen gas

35 Kamerbrief Mestverkenner Raymond Knops (januari 2025)

36 Deze inschatting is op basis van de vergisting van 43% van de mest in Nederland. Door additionele vergisting en vergassing van andere biologische reststromen kan aanzienlijk meer emissiereductie worden behaald en groen gas worden geproduceerd zonder afhankelijk te zijn van de veestapel

welke mate en met welke sturing we warmtenetten willen versnellen en doelmatig realiseren; 8) hoe en waar we de systeemvoordelen van (hybride) warmtepompen willen benutten; en 9) in welke omvang en met welke middelen we de beschikbaarheid van groen gas willen waarborgen. Onder elke beleidskeuze liggen subkeuzes die samen de richting en uitwerking bepalen.

Keuze 7) In welke mate en met welke sturing willen we de uitrol van warmtenetten versnellen en doelmatig realiseren

Warmtenetten kunnen op locaties met een geconcentreerde warmtevraag een maatschappelijk kostenefficiënte verduurzamingsoptie zijn, mits er op termijn zicht is op duurzame, lokale warmtebronnen zoals restwarmte en geothermie. Om warmtenetten in te zetten als substantiële oplossing voor het aardgasvrij maken van de gebouwde omgeving en hun systeemvoordelen te benutten, moeten keuzes worden gemaakt over de mate van sturing, publieke steun en normering binnen de warmteketen, van vraag tot bron.

De eerste subkeuze is of we de uitrol willen richten op de gebieden met de hoogste maatschappelijke waarde (8% tot 15% warmtenetdekking, 0,7 tot 1,3 miljoen woningen), of dat we streven naar een brede dekking (15% tot 30% warmtenetdekking, 1,3 tot 2,7 miljoen woningen). Een brede dekking vraagt mogelijk om extra normering en additionele investeringen. De afweging tussen beide aanpakken is daarmee nadrukkelijk een beleidskeuze.

De tweede subkeuze is of we de publieke regie willen versterken om zo de vraag naar warmtenetten te borgen. Gemeenten hebben binnen het Klimaatakkoord al de taak om warmteplannen op te stellen en via de Wet collectieve warmte (Wcw) en de Wet gemeentelijke instrumenten warmtetransitie (Wgiw) warmtegebieden aan te wijzen. De beleidskeuze ligt in hoe ver de overheid deze rol van gemeenten wil versterken: blijft dit beperkt tot uitvoering met ondersteuning, of worden aanvullende normerende instrumenten ingezet om tempo en schaal te kunnen garanderen.

De derde subkeuze is of de deelname van huishoudens aan warmtenetten op vrijwillige basis is of dat we dat (deels) normeren. Beleidsmatig ligt hier een afweging tussen het volledig vrijwillig houden van deelname, het instellen van een standaardaansluiting met opt-outmogelijkheid, of het invoeren van een aansluitplicht.

De Wgiw bepaalt wanneer het gasnet in een gebied wordt verwijderd, maar bewoners behouden via de Omgevingswet en de Wcw het recht om een alternatief te kiezen. De ruimte om deelname aan warmtenetten te verplichten hangt daarmee vooral af van de keuzes die in de verdere uitwerking van de Wcw worden gemaakt, bijvoorbeeld of een opt-out wordt toegestaan, of juist wordt gekozen voor een verplichte aansluiting zodra het gasnet verdwijnt.

De vierde subkeuze is in welke mate we additionele financiële instrumenten willen inzetten om de betaalbaarheid en investeringszekerheid van warmtenetten te verbeteren. Bestaande regelingen, zoals de WIS, GRW en SDE++, kunnen op verschillende manieren worden gebruikt om risico's voor warmtebedrijven en eindgebruikers te verkleinen. De beleidsvraag is of aanvullende publieke middelen of garantieregelingen nodig zijn om het investeringsperspectief te versterken en de continuïteit van projecten te waarborgen, of dat bestaande instrumenten hiervoor toereikend zijn. Om voldoende investeringsperspectief te creëren voor de opschaling van warmtenetten ligt de benodigde publieke bijdrage voor subsidiëring van de onrendabele top tot 2030 indicatief tussen circa €0,5 miljard en €1,5 miljard, afhankelijk van de schaal van uitrol, de projectrisico's (zoals vollooptempo) en de energieprijzen.³⁷

De vijfde subkeuze betreft de mate waarin we huishoudens actief willen ontzorgen in de warmtetransitie. Ontzorging van huishoudens is een randvoorwaarde voor de grootschalige realisatie van warmtenetten en voor het maken van individuele keuzes, zoals de overstap naar een (hybride) warmtepomp. Bewoners hebben duidelijkheid nodig over hun opties, bijvoorbeeld of er in hun wijk een warmtenet komt, of dat het verstandiger is om zelf te investeren in isolatie en een alternatief verwarmingssysteem. De beleidskeuze gaat over hoe ver de overheid hierin wil gaan en kan variëren van een basisaanpak via één-loketbenaderingen tot energiecoaches en inkomensafhankelijke steun. Voor effectieve uitvoering is daarnaast een goed functionerende uitvoeringsketen nodig met voldoende vakmensen, zodat deelname begrijpelijk, haalbaar en betaalbaar blijft.

Keuze 8) Hoe en waar willen we de systeemvoordelen van (hybride) warmtepompen benutten

Om (hybride) warmtepompen effectief in te passen in ons

³⁷ De ondergrens is gebaseerd op een extrapolatie van CE Delft (2024) "Maatschappelijke waarde van collectieve warmte" – indicatief circa € 500 mln bij een gemiddelde onrendabele top van € 1 750–2 000 per aansluiting voor 250.000 aansluitingen tot 2030. Hierbij is uitgegaan van een lage WACC, jaarlijkse uitbetaling van subsidie en zonder correctie voor vollooptempo's of andere projectrisico-opslagen. Deze ondergrens vormt daarmee waarschijnlijk een onderschatting van de benodigde subsidiebehoefte tot 2030. De bovengrens volgt uit een berekening van 250.000 nieuwe aansluitingen per jaar met een onrendabele top van € 6 000 per aansluiting (BAK-referentie), wat neerkomt op indicatief circa € 1,5 mld per jaar bij een looptijd van 30 jaar. Deze bandbreedte geeft daarmee een indicatie van de totale publieke bijdrage die nodig kan zijn voor opschaling tot 2030, afhankelijk van tempo, schaal en kostendaling

energiesysteem, moet een aantal keuzes worden gemaakt over hun stuurbaarheid, locatie en type.

De eerste subkeuze is of we inzetten op de technische stuurbaarheid van (hybride) warmtepompen. Via slimme aansturing kunnen warmtepompen flexibel inspelen op piekmomenten in het elektriciteitsnet. Om dit effectief te laten werken, moeten nieuwe installaties technisch geschikt zijn voor externe aansturing. De overheid kan dit borgen via technische eisen of toelatingsvoorwaarden, of dit overlaten aan de vrijwillige marktontwikkeling van stuurbare installaties.

De tweede subkeuze is of we normering en/of prijsprikkels willen inzetten om stuurbaarheid te benutten. Stuurbare warmtepompen kunnen de systeemkosten verlagen maar daarvoor is actieve deelname van voldoende huishoudens nodig. De keuze is of we dit uitsluitend bevorderen via financiële prikkels van overheid en markt, deelname borgen via normering, of kiezen voor een combinatie van beide benaderingen. De consequenties van aansturing verschillen per type systeem: bij hybride warmtepompen kan dit comfortneutraal plaatsvinden door tijdelijk over te schakelen op gas, terwijl bij vol-elektrische systemen afschakeling de temperatuur in huis kortstondig kan beïnvloeden en daarmee mogelijk het comfort van bewoners. Additioneel is daarom, zeker bij vol-elektrische systemen, een keuze nodig over binnen welke grenzen deze tijdelijke afschakeling plaats mag vinden. Dit is dus een afweging tussen het benutten van systeemvoordelen van vol-elektrische warmtepompen en de uitlegbaarheid van mogelijke comforteffecten van bewoners. Deze keuze wordt verder uitgewerkt binnen de beleidskeuzes rondom vraagflexibiliteit in het volgende hoofdstuk: "Tijdige toegang tot energie voor huishoudens en bedrijven".

De derde subkeuze is in welke mate we de uitrol van (hybride) warmtepompen gebiedsgericht willen sturen, afgestemd op de ontwikkeling van collectieve warmte en lokale systeemkenmerken. Beleidsopties variëren van een beperkte rol voor de overheid, waarbij marktpartijen en huishoudens vrij kiezen, tot actieve sturing via gebiedsafhankelijke subsidies, normering, of beperkingen op individuele installaties in beoogde warmtenetgebieden. Daarbij zou kunnen worden gestuurd op de juiste toepassing per type gebouw en locatie: vol-elektrische warmtepompen in goed geïsoleerde woningen met voldoende netcapaciteit en hybride systemen in matig geïsoleerde woningen waar (groen) gas beschikbaar blijft. De keuze is of we dit overlaten aan de markt of hier actief op willen sturen om warmtenetten, (hybride)

warmtepompen en het elektriciteitsnet beter op elkaar af te stemmen.

De vierde subkeuze is de mate waarin we huishoudens actief willen ontzorgen bij de overstap naar (hybride) warmtepompen. Die overstap vraagt immers om kennis, investeringen en praktische ondersteuning. Via een één-loketbenadering, standaardpakketten en financiële ontzorging kan de overheid het proces vereenvoudigen en de adoptie versnellen.

De vijfde subkeuze is welke rol we hybride warmtepompen geven: een structureel onderdeel van het toekomstige energiesysteem of een tijdelijke transitieoplossing. Hybride warmtepompen kunnen tijdelijk worden ingezet als kostenefficiënte tussenstap richting volledige elektrificatie. Aan de andere kant zouden ze ook een structureel en blijvend onderdeel kunnen zijn in een systeem met beperkte netbelasting en voldoende beschikbaarheid van groen gas. De uiteindelijke beslissing hierover kan later worden genomen, mits er tijdig wordt gezorgd voor voldoende opschaling van binnenlandse productie of importmogelijkheden van groen gas.

Keuze 9) In welke omvang en met welke middelen willen we de beschikbaarheid van groen gas waarborgen

Om de potentie van groen gas in het energiesysteem te benutten zijn keuzes nodig over de opschaling van de productie.

De eerste subkeuze is of we de productie van groen gas willen versnellen door de vergunningsverlening te versoepelen en duidelijkheid te creëren over de stikstofruimte. Het beter stroomlijnen van de vergunningstrajecten is noodzakelijk om de doorlooptijd van de vergunningaanvragen te verkorten. Zeker voor stikstof is op korte termijn helderheid nodig over de wijze waarop vergistingsinstallaties die aantoonbaar bijdragen aan de reductie van stikstofemissies hiermee om kunnen gaan.

De tweede subkeuze is of we het volume van de bijmengverplichting willen verhogen van 0,8 bcm in 2031 naar 1,4 bcm in 2035³⁸. In de voorgenomen bijmengverplichting is een reductiedoel opgenomen van 2,85 Mton CO₂ per jaar in 2031. Dit komt, met de verwachte verdeling van reststromen, overeen met circa 0,8 bcm groen gas per jaar³⁹. In het huidige wetsvoorstel blijft dit reductiedoel tussen 2031 en 2035 gelijk. Dit doel kan worden verhoogd naar 5 Mton CO₂-reductie per jaar

38 CE Delft schat maximaal economisch productiepotentieel in 2030 op 1,5 bcm in "Meerkosten en impact bijmengverplichting groengas"; Guidehouse schat productiepotentieel in 2035 op 1,4 bcm in "Onderzoek lange termijn productie en inzet groen gas" (2025). Deze getallen zijn hier als uitgangspunt genomen voor het maximum in geval van enkel een langdurige bijmengverplichting.

39 Rob Jetten. (2024) Kamerbrief aanpassingen bijmengverplichting groen gas

in 2035, wat overeenkomt met ongeveer 1,4 bcm groen gas.^{40,41} Met 1,4 bcm groen gas per jaar kunnen 4 miljoen tot 5,6 miljoen woningen worden voorzien van een hybride warmtepomp, uitgaande van een gemiddeld gasverbruik van 250–350 m³ per woning per jaar⁴². Indien deze 1,4 bcm groen gas met binnenlandse productie wordt gerealiseerd zijn naar schatting 300 tot 400 groen-gasinstallaties nodig. Hierbij gaan we uit van de huidige gemiddelde schaalgrootte. Dit komt neer op ongeveer 30 tot 40 nieuwe projecten per jaar tot 2035. Aanvullend kan import van groen gas bijdragen aan het behalen van deze volumes, afhankelijk van de beschikbaarheid op de Europese markt.

De derde subkeuze is of we de productie van groen gas willen versnellen door cruciale productie-installaties (zoals boosters en vergisters) prioriteit te geven bij het toekennen van aansluitingen op het elektriciteitsnet via het ACM-toewijzingskader.

De vierde subkeuze is of we subsidies beter willen laten aansluiten op de financiële realiteit van de markt. Door de basisbedragen van de SDE++ te verhogen, kan ervoor worden gezorgd dat deze subsidie het verschil tussen de kosten van de energieproductie en de marktwaarde (de onrendabele top) daadwerkelijk dekt. Dat is met het huidige subsidieniveau van zo'n €0,88/Nm³ tot €1,39/Nm³ vaak niet het geval. Tegelijkertijd kan de DEI+ worden aangepast om via ruimere criteria meer innovatieve projecten, waaronder productie-installaties met grotere capaciteit of vergassers van reststromen, in aanmerking te laten komen voor ondersteuning⁴³.

De rol van verschillende partijen bij de uitrol van warmtepompen, warmtenetten en de opschaling van groen gas

Het realiseren van warmtenetten en benutten van de systeemvoordelen van (hybride) warmtepompen vraagt om samenwerking tussen verschillende partijen, ieder met een eigen rol. Gemeenten bepalen de gebiedsgerichte warmteoplossing, wijzen warmtebedrijven aan en ondersteunen bewoners bij de uitvoering. Warmtebedrijven zijn verantwoordelijk voor de ontwikkeling, aanleg en exploitatie van warmtenetten en werken samen met gemeenten en netbeheerders om bron, infrastructuur en aansluiting te realiseren. Provincies stemmen regionale bronnen en ruimtelijke inpassing af. De nationale overheid stelt het beleidskader vast, zoals normering, financiële instrumenten en vergunningsregels. Netbeheerders coördineren de aansluiting tussen elektriciteit, warmte en (groen) gas, leveren gebiedsdata en stemmen investeringen af op lokale warmtestrategieën.

De infrastructurele uitdagingen voor groen gas zijn beperkt omdat de groen gas keten gebruik maakt van de bestaande infrastructuur van netbeheerders en huishoudens. De opbouw van een duurzame groen-gasketen vraagt wel om integrale regie tussen overheid, netbeheerders en marktpartijen. De overheid is daarin verantwoordelijk voor de bijmengverplichting, de subsidies, het innovatiebeleid, de versnelling van vergunningen, het aanwijzen van go-to-areas voor duurzame productie, en de strategische allocatie van groen gas. Netbeheerders faciliteren de invoeding op het gasnet en geven prioriteit aan aansluitingen van vergisters en vergassers (in samenspraak met de ACM). Marktpartijen investeren in productiecapaciteit en innovatie om de opschaling van vergisting en vergassing mogelijk te maken.

40 Guidehouse. (2025). Onderzoek lange termijn productie en inzet groen gas

41 CE Delft. (2024) Meerkosten en impact bijmengverplichting groengas

42 Gemiddeld gasverbruik per huishouden ~1000m³, waarvan ~30% in hybride warmtepompen d.m.v. gas wordt opgewekt, rest elektrisch (Bron: Milieu Centraal)

43 DEI+-budget €100 mln/jaar, beperkte toekenning door te strikte voorwaarden: geen projecten in 2024, één project in 2025 (Bron: RvO (2025))



Tijdige toegang tot energie voor huishoudens en bedrijven

PROBLEEMSCHETS

We bevinden ons midden in de energietransitie. We bouwen duurzame woningen, verduurzamen bestaande gebouwen, stappen over naar schone bedrijvigheid en mobiliteit, en leggen duurzame energiebronnen aan zoals wind-op-zee en zonnepanelen. Dit vraagt om veel nieuwe infrastructuur terwijl de ruimte, uitvoeringskracht en (publieke) middelen schaars zijn. De netbeheerders zijn deze infrastructuur in volle vaart aan het bouwen. Maar bouwen kost tijd waardoor de vraag van inwoners en bedrijven, nu vooral naar elektriciteit, vaak niet tijdig kan worden voorzien. In 2025 wachten ruim 22.000⁴⁴ grootverbruikers op een nieuwe of uitgebreide aansluiting op het middenspanningsnet en krijgen kleinverbruikers deze pas na 23 tot 44 weken⁴⁵.

We zien drie problemen die de tijdige toegang tot energie bemoeilijken: gebrek aan afstemming tussen energie- en ruimtelijke ontwikkeling, lange processen om nieuwe energie-infrastructuur aan te leggen en suboptimale benutting van het elektriciteitsnet.

Zonder keuzes dreigt het elektriciteitsnet verder op slot te gaan, terwijl mogelijkheden voor andere energiedragers onbenut blijven. Hierdoor ontstaat een energiesysteem dat niet tijdig of niet op de juiste plekken beschikbaar is.

Er ontbreekt een samenhangende visie op energie- en ruimtelijke ontwikkeling op landelijk, regionaal en lokaal niveau. Hierdoor worden (grootschalige) opweklocaties vaak op afstand gebouwd van de locaties waar de energievraag zich vestigt. Daardoor nemen transportafstanden toe, moet er meer infrastructuur aangelegd worden en lopen systeemkosten mogelijk op. Mogelijke voorbeelden op nationaal niveau zijn situaties waarin elektrolyzers ver worden gepland van de locaties waar energie uit wind-op-zee aan land komt, nieuw regelbaar vermogen wordt ontwikkeld ver van gebieden met een hoge elektriciteitsvraag, en batterijen worden geplaatst op aanzienlijke afstand van zonne- en windparken. Op regionaal niveau ontbreekt een integrale aanpak waarmee gebiedsgericht de optimale energiemix wordt bepaald. Daardoor missen we kansen om doelmatig te investeren in de juiste energiedragers en het juiste vermogen op de juiste locatie.

Ook ontbreekt voldoende en tijdige structurele

afstemming op ruimtelijke vraagstukken tussen overheden, netbeheerders en andere betrokkenen zoals energieproducenten. De Rijksoverheid maakt de komende jaren keuzes over grootschalige woningbouwgebieden, het intensiveren van stedelijke gebieden en nieuwe bedrijventerreinen, zonder tijdig zicht op de benodigde ruimte voor extra energie-infrastructuur. Tegelijkertijd hebben netbeheerders door de aansluitplicht geen mandaat om investeringen te richten op maatschappelijke doelmatigheid. Zonder ruimtelijke afstemming is het risico groot dat netbeheerders te laat investeren in gebieden waar de energie- en ruimtevraag toeneemt waardoor de aanleg en uitbreiding van de energievoorzieningen vertraging oplopen. Dit vertraagt andere projecten, zoals woningbouw en de verduurzaming van bedrijven. Een ander risico is dat netbeheerders investeren in gebieden waar de vraag juist afneemt (bijvoorbeeld doordat bedrijvigheid verdwijnt) of in onwenselijke regio's (bijvoorbeeld gebieden met een hoog overstromingsrisico of een natuurherstel opgave). Dit leidt tot hogere kosten, die uiteindelijk via hogere nettarieven terechtkomen bij huishoudens en bedrijven.

De ruimtelijke processen om nieuwe energie-infrastructuur te bouwen, duren te lang. Denk bijvoorbeeld aan omgevings- en vergunningsprocedures voor elektriciteit-, waterstof- en CCS-infrastructuur. Voor elektriciteit is de doorlooptijd van grote uitbreidingen van het hoogspanningsnet gemiddeld 9-12 jaar. 60%-80% van die doorlooptijd wordt bepaald door planologische en juridische stappen⁴⁶. Deze langdurige processen belemmeren de snelheid waarmee gebruikers toegang kunnen krijgen tot de energie die ze nodig hebben. In Almere dreigt bijvoorbeeld de bouw van 75.000 woningen stil te vallen door een tekort aan netcapaciteit tot 2030, wat bijdraagt aan de al bestaande woningcrisis⁴⁶.

Daarnaast zorgt een suboptimale benutting van het elektriciteitsnet ervoor dat gebruikers lang moeten wachten op toegang tot elektriciteit. Onvoldoende flexibiliteit in het elektriciteitsnet vergroot het risico dat schaarse publieke middelen inefficiënt worden ingezet, doordat er op de lange termijn meer wordt gebouwd dan noodzakelijk. Het aandeel elektriciteit in de energiemix stijgt naar verwachting van circa 20% in 2025 naar 40-60% in 2050⁴⁷. Het elektriciteitsnet moet

⁴⁴ De wachtrij bestaat uit ongeveer 14.000 grootverbruikers voor afname en ruim 8.000 voor invoeding

⁴⁵ Netbeheer Nederland (2025). Stand van Uitvoering halfjaarpublicatie

⁴⁶ TenneT (2025). Maatregelen voor de versnelling van congestieverlichtende bouwprojecten

⁴⁷ Transportschaarste betekent dat het elektriciteitsnet structureel te weinig transportcapaciteit heeft voor nieuwe of zwaardere aansluitingen, waardoor netuitbreiding nodig is. Dit is iets anders dan netcongestie, waarbij het net tijdelijk overbelast raakt op piekmomenten. Transportschaarste ontstaat wanneer de groei van elektriciteitsvraag of -opwek de uitbreiding van het net inhaalt

voldoende capaciteit hebben om ook tijdens momenten van hoge belasting elektriciteit te kunnen transporteren. Daarom wordt het gebouwd op de maximale belasting die naar verwachting gelijktijdig optreedt: de piek. Door toenemende elektrificatie, prijssturing en duurzame opwek zal gebruik zich steeds meer concentreren op specifieke momenten. De kans op gelijktijdige vraag of aanbod neemt toe, waardoor de pieken harder stijgen dan de gemiddelde belasting. Dat vraagt om enorme investeringen in de uitbreiding van het net op land: naar schatting €107 miljard tot 2040⁴⁸. Dat staat gelijk aan ongeveer €7 miljard per jaar. Als deze investeringen via de nettarieven worden doorberekend, dan stijgen de jaarlijkse kosten voor grootverbruikers met 4,8% per jaar en voor kleinverbruikers (met name huishoudens en kleine MKBs) met 6,7% per jaar⁴⁸. Tegelijkertijd groeit het aantal nieuwe transportverzoeken sneller dan het elektriciteitsnet kan worden uitgebreid, waardoor wachtrijen steeds langer worden. Het jaarlijkse economische waardeverlies door uitgestelde woningbouw, vertraagde industriële investeringen en verduurzamingstrajecten wordt geraamd op €7–€43 miljard⁴⁸. Zonder keuzes over de inzet van flexibiliteit voor een betere benutting van de bestaande infrastructuur zullen de wachtrijen verder oplopen.

De toegang tot energie kan verbeterd worden door het uitbreiden van infrastructuur, betere benutting van de bestaande infrastructuur, en door alternatieve energiedragers, zoals (groen) gas en waterstof, in te zetten. In dit hoofdstuk richten we ons vooral op de eerste twee manieren. Echter, het stimuleren van alternatieven voor elektriciteit kan een significante rol spelen in het verlichten van de druk op het elektriciteitsnet en het verkorten van de wachtrijen. Zo belasten hybride warmtepompen het elektriciteitsnet minder dan vol-elektrische warmtepompen en kunnen ze bovendien tijdens piekmomenten overschakelen op (groen) gas. Een bijkomend voordeel van duurzame gassen is dat ze bestaande gasleidingen kunnen gebruiken. Dit verkleint de behoefte aan nieuwe infrastructuur, maakt het sneller aansluiten van gebruikers mogelijk en vermindert de vraag naar ruimte. De mate waarin deze alternatieven worden ingezet, hangt af van de beleidskeuzes van de overheid. Deze keuzes behandelen we als onderdeel van de hoofdstukken 'Betaalbare warmte voor huishoudens' en 'Energiezekerheid als basis voor onze toekomst'.

REDEN VOOR URGENTIE

De urgentie komt met name vanuit de noodzaak om transportschaarste⁴⁸ te verminderen. Bedrijven en huishoudens kunnen op dit moment niet verduurzamen doordat zij niet binnen de gewenste termijn een aansluiting op het elektriciteitsnet krijgen. Dit belemmert ook de woningbouw. Elk jaar dat transportschaarste niet opgelost wordt, kost miljarden aan maatschappelijke gemiste baten⁴⁹. Het net uitbreiden is een deel van de oplossing, maar netbeheerders kunnen dat niet snel genoeg om aan de groeiende vraag te voldoen. Daarom is dit het moment om kansen te verzilveren in het beter benutten van de infrastructuur die we al hebben en zorgen dat toekomstige infrastructuur doelmatig en snel wordt bijgebouwd.

Het is nú ook het moment om slimmer en sneller te bouwen. De doorlooptijden voor het aanleggen van nieuwe infrastructuur zijn typisch 5–15 jaar. Dit betekent dat de keuzes die we nu maken, bepalend zijn voor hoe plannen eruit komen te zien en wat er uiteindelijk gebouwd gaat worden tot 2040. Daarnaast zitten veel projecten momenteel in de beginfase. Voor het hoogspanningsnet bevindt zo'n 50% van de projecten zich nu in de verkenningsfase⁴⁹. Aangezien dat juist de fase is waar de meeste versnelling gerealiseerd kan worden, is dit het moment om daar keuzes in te maken.

TE MAKEN KEUZES

Tijdige toegang tot energie voor huishoudens en bedrijven vraagt om keuzes in drie samenhangende richtingen: 10) betere afstemming tussen energie- en ruimtelijke ontwikkeling, 11) snellere processen voor nieuwe energie-infrastructuur en 12) betere benutting van het elektriciteitsnet.

Keuze 10) Betere afstemming tussen energie- en ruimtelijke ontwikkeling

De tiende keuze is hoe we tot een betere afstemming komen, zodat een passende energiemix op de juiste locaties tot stand komt. Een mogelijkheid is het ontwikkelen van en sturen op energieplanologie. Via nationale en regionale energieplanologische visies kan men vastleggen waar energieopwek, -opslag en -infrastructuur ruimtelijk het beste aansluiten bij de energievraag, die is gedefinieerd in de Nota Ruimte en de provinciale en gemeentelijke omgevingsvisies. In deze energieplanologische visies kan worden vastgelegd, al dan niet aan de hand van scenario's, welke energiedragers, energiemix en vermogens

⁴⁸ Transportschaarste betekent dat het elektriciteitsnet structureel te weinig transportcapaciteit heeft voor nieuwe of zwaardere aansluitingen, waardoor netuitbreiding nodig is. Dit is iets anders dan netcongestie, waarbij het net tijdelijk overbelast raakt op piekmomenten. Transportschaarste ontstaat wanneer de groei van elektriciteitsvraag of -opwek de uitbreiding van het net inhaalt

⁴⁹ TenneT (2025). Maatregelen voor de versnelling van congestieverlichtende bouwprojecten

binnen welke tijdshorizon beschikbaar (moeten) zijn. Deze visies zijn een doorontwikkeling en integratie van de huidige energievisies met ruimtelijk (borgende) beleidsinstrumenten die ervoor zorgen dat de energie-investeringen aansluiten op bredere ruimtelijke ontwikkelingen. De visies vormen de basis voor het aanwijzen van gebieden waar meer of minder in de energie-infrastructuur wordt geïnvesteerd. In de energieplanologie wordt rekening gehouden met andere ruimtelijke claims, bijvoorbeeld woningbouw en natuur. Locatiesturing kan daarbij ook worden ingezet om grote gebruikers van het elektriciteitsnet zo in te passen dat ze geen extra congestie veroorzaken en soms zelfs congestieverzachtend kunnen zijn. Ook maatregelen ten behoeve van de voorzieningszekerheid, zoals regelbare opwek of opslag, kunnen door sturing op slimme locaties bijdragen aan het verminderen van netcongestie.

Energieplanologie maakt het mogelijk om gebruikers sneller aan te sluiten en doelmatiger te investeren in nieuwe energie-infrastructuur.

De opwek van verschillende energiedragers kan ruimtelijk gekoppeld beter worden aan het verbruik. Denk bijvoorbeeld aan het plaatsen van grote opweklocaties dicht bij bedrijventerreinen. Locatiesturing voor elektriciteit kan tot 2040 €2,0–€3,0 miljard aan vermeden netinvesteringen opleveren⁵². Doordat deze besparingen doorwerken op hogere netvlakken, kan aanvullend €0,7–€2,0 miljard aan netinvesteringen worden bespaard⁵⁰. De totale potentie is zelfs groter, aangezien er vergelijkbare mogelijkheden zijn voor andere energiedragers.

De andere mogelijkheid om tijdig een passende energiemix op de juiste locaties te krijgen, is een gebiedsgerichte samenwerking tussen netbeheerders, gebiedspartijen en andere betrokkenen zoals energieproducenten. Zij kunnen samenwerken aan een gebiedsgerichte uitwerking in lijn met de energieplanologische visies. Experts op het gebied van ruimte en energie ontwerpen gezamenlijk een passend energieconcept waarin andere gebiedsopgaven zo veel mogelijk worden meegenomen. Op deze manier kunnen keuzes lokaal worden afgestemd: wanneer verschillende maatschappelijke belangen samenkomen in de schaarse ruimte, kan gebiedsgerichte samenwerking leiden tot besluiten die technisch minder optimaal zijn voor het energiesysteem, maar wel ruimte bieden aan andere belangen.

Het maatschappelijke voordeel van gebiedsgerichte samenwerking is dat door energie en ruimte integraal te plannen, nieuwe gebruikers sneller kunnen worden aangesloten. Zo kan bijvoorbeeld een nieuwe woonwijk als balanswijk (een wijk die grotendeels in haar eigen

energie voorziet) worden ontworpen. Daardoor is de wijk minder afhankelijk van het regionale elektriciteitsnet en kan deze sneller worden aangesloten. Door gebiedsgerichte samenwerking kan, binnen de grenzen van het lokale net en met bestaande technologie, tot twee keer zoveel woningbouw worden gerealiseerd. Netbewust bouwen biedt daarmee een directe bijdrage aan het versnellen van woningbouwprojecten. Ook kan samenwerking investeringen op ruimtelijk ongewenste locaties voorkomen.

Betere afstemming vraagt bepaalde verantwoordelijkheden van de netbeheerders en de overheid.

De netbeheerders dragen, samen met overheden, de verantwoordelijkheid voor het ontwikkelen van de energieplanologische visies op verschillende schaalniveaus (landelijk, regionaal en lokaal). Dit vraagt van de Rijksoverheid dat zij juridische kaders vaststelt waarmee netbeheerders kunnen investeren in lijn met deze visies en gebiedsafspraken. Betere afstemming vergt bovendien meer tijd en capaciteit van beide partijen, bijvoorbeeld voor intensievere samenwerking op gebiedsniveau. In de opstartfase kan dit uitvoeringsrisico's met zich meebrengen: het opstellen van energieplanologische visies en het inrichten van een organisatiestructuur voor energieplanologie kost tijd en kan de besluitvorming tijdelijk vertragen. Ook kan het centraal aanwijzen van investeringslocaties de gebruikelijke rolverdeling tussen bestuurslagen veranderen. Deze risico's vragen om zorgvuldige afweging door de overheid.

Keuze 11) Snellere ruimtelijke processen voor nieuwe energie-infrastructuur

De elfde keuze is het versnellen van processen voor nieuwe energie-infrastructuur, zodat huishoudens en bedrijven tijdig toegang krijgen tot de energie die ze nodig hebben. Een mogelijkheid hiervoor is het verkorten van de doorlooptijden van meerdere stappen in de planologische en omgevingstrajecten voor de bouw van nieuwe energie-infrastructuur. Beleidsmaatregelen in dit kader zijn bijvoorbeeld het stroomlijnen van besluitvorming, standaardiseren van procedures en inrichten van parallelle vergunningstrajecten. Voor elektriciteit werken het ministerie van Klimaat en Groene Groei en TenneT gezamenlijk aan een maatregelenpakket om projecten op het hoogspanningsnet te versnellen. Dit pakket kan de realisatietijd van projecten nagenoeg halveren: van 9–12 jaar naar 4,5–7,5 jaar⁵¹. Dergelijke versnellingspakketten zouden ook kunnen bijdragen aan een snellere uitbreiding van de regionale elektriciteitsnetten. Een andere mogelijkheid is de beschikbare ruimte vergroten door locaties proactief te reserveren voor energieprojecten zodat infrastructuur

⁵⁰ IBO (2025). Schakelen naar de toekomst. Bekostiging Elektriciteitsinfrastructuur

⁵¹ TenneT (2025). Maatregelen voor de versnelling van congestieverlichtende bouwprojecten

tijdig kan worden gepland en gebouwd, bijvoorbeeld in gebieden waar de overheid specifieke economische activiteiten wil faciliteren.

Het versnellen van processen om de aanleg van nieuwe infrastructuur te versnellen vraagt bepaalde verantwoordelijkheden van de netbeheerders en de overheid. Van de netbeheerders vraagt het een tijdige voorbereiding van de juiste omgevings- en vergunningsprocedures. Het is aan de overheid om de wettelijke en bestuurlijke ruimte te creëren om de besluitvorming en omgevingsprocedures voor nieuwe infrastructuur te versnellen. Een risico om rekening mee te houden is dat kortere procedures invloed kunnen hebben op de zorgvuldigheid waarmee belangen worden gewogen en besluiten tot stand komen. Ook kan het proactief reserveren van locaties voor toekomstige infrastructuur door de overheid betekenen dat deze percelen niet beschikbaar zijn voor andere permanente toepassingen. Dit zijn risico's die de overheid bij haar keuzes in acht kan nemen.

Keuze 12) Beter benutting van het elektriciteitsnet

De twaalfde keuze betreft de mate waarin en de wijze waarop vraagsturing wordt ingezet om het bestaande elektriciteitsnet beter te benutten. Een betere spreiding van de piekvraag en het verschuiven van verbruik over de dag kunnen helpen om nieuwe gebruikers sneller toegang te geven tot het elektriciteitsnet en op termijn bepaalde netuitbreidingen overbodig te maken. De keuze die de overheid op dit gebied kan maken, is hoe en in welke mate er gestuurd gaat worden op flexibel elektriciteitsverbruik bij klein- en grootverbruikers. Aan de hand van die keuzes van de overheid kan de ACM het juridische en economische kader vaststellen (via de Netcode) en kunnen netbeheerders hun netten efficiënter ontwerpen en benutten.

De overheid kan kiezen in welke mate we het elektriciteitssysteem beter benutten via een meer 'stimulerend' of een meer 'normerend' systeem. In een stimulerend systeem zetten marktmechanismen en prijsprikkels gebruikers aan tot gedragsaanpassing. In een normerend systeem worden er flexibiliteitsverplichtingen opgelegd aan bestaande en nieuwe aangesloten.

Indien de overheid kiest voor een meer stimulerend systeem, zijn er verschillende subkeuzes om dit systeem vorm te geven. De overheid kan ervoor kiezen om subsidieregelingen in te zetten om groot- en kleinverbruikers te ondersteunen bij het flexibiliseren

van hun energieverbruik. Voor grootverbruikers kunnen bestaande regelingen, zoals de Flex-e-regeling, worden uitgebreid om bedrijven te stimuleren hun productieprocessen aan te passen. Op vergelijkbare wijze kunnen subsidieregelingen worden ingezet om de stuurbaarheid van net-intensieve apparaten bij kleinverbruikers te vergroten. Een mogelijkheid is om de eisen van bestaande regelingen, zoals de ISDE, aan te passen zodat net-intensieve apparaten (zoals (hybride) warmtepompen, zonnepanelen en thuisaccu's) automatisch reageren op signalen vanuit het elektriciteitssysteem.

Het is vervolgens aan de netbeheerders om stappen te zetten om de flexibiliteit in het systeem effectief te ontsluiten. Dit omvat onder andere het vergroten van netinzicht, de doorontwikkeling van congestiemanagementproducten en de implementatie van alternatieve transportrechten gericht op een betere benutting van restruimte. Ook is het noodzakelijk dat de netbeheerders, in samenwerking met de sector en de ACM, werken aan de uitrol van toekomstige maatregelen, zoals de groepstransportovereenkomst (GTO) en tijdsafhankelijke tarieven voor groot- en kleinverbruikers. Netbeheerders kunnen potentiële asset-based maatregelen aanbieden om meer flexibiliteit mogelijk te maken, zoals flextenders en batterijen. Tot slot zullen de netbeheerders zich kunnen inzetten om het zwaarder belasten van assets binnen veilige marges te maximaliseren.

Een normerend systeem ontsluit meer flexibiliteit maar vraagt van de overheid additionele subkeuzes naast stimulering. Deze subkeuzes hebben betrekking op het opstellen van regels voor normering van netbewust publiek laden, netbewuste inzet van (hybride) warmtepompen en productiebeperking (curtailment) van zon-op-dak. Dit houdt in dat apparaten gedurende een beperkt aantal uren per jaar, tijdens piekmomenten, automatisch worden teruggedeschakeld. Daarnaast vraagt normering om regelgeving die netbeschermingsfunctionaliteiten mogelijk maakt. Bovendien kan het verschuiven van elektriciteitsverbruik in bepaalde gevallen impact hebben op het comfort van eindgebruikers, met name van kleinverbruikers. Hierdoor is maatschappelijke acceptatie van mogelijk comfortverlies nodig, waarbij de overheid bepaalt in welke mate dit acceptabel is. Tot slot kan de overheid flankerend beleid inzetten, zoals het stimuleren van warmtebuffervaten, om mogelijk comfortverlies te minimaliseren.⁵² Het is vervolgens aan de netbeheerders om te zorgen dat de aanvullende normerende beleidsmaatregelen ook daadwerkelijk technisch

⁵² Door stimulering passen gebruikers hun verbruik aan op basis van eigen voorkeuren, waardoor comfortverlies beperkt blijft. Bij normering kunnen automatische terugschakelingen tijdelijk merkbaar zijn. Bij hybride warmtepompen treedt geen verschil op doordat deze overschakelen op gas. Bij vol-elektrische warmtepompen kan de temperatuur in huis tijdens enkele piekdagen per jaar tijdelijk 1-2°C dalen. Voor elektrische voertuigen kunnen laadsnelheden lager zijn tijdens piekuren. Een voorbeeldberekening toont dat een Tesla Model Y met een 75 kWh-batterij bij terugregeling tussen 17:00-23:00 uur alsnog rond 6:30 uur volledig is opgeladen (Bron: IBO (2025). Schakelen naar de toekomst. Bekostiging Elektriciteitsinfrastructuur)

uitvoerbaar zijn en tot optimale impact leiden.

Zowel stimulerende als normerende vraagsturing levert maatschappelijke voordelen op, omdat gebruikers sneller kunnen worden aangesloten.

Het contracteren van flexibiliteit en het meenemen daarvan in het ontwerp van het elektriciteitsnet zorgt ervoor dat er meer voorspelbare ruimte op het net ontstaat. Hierdoor kunnen gebruikers sneller worden aangesloten en krimpen de wachtrijen. Bij stimulering kan tot 0,5 GW extra vermogen worden aangesloten tot 2031 op het middenspanningsnet⁵³. Een normerend systeem heeft een groter effect. Daarbij kan tot 2031 0,5–1,0 GW extra vermogen worden aangesloten op het middenspanningsnet plus 1,2–1,6 GW op het hoogspanningsnet⁵⁵. Ter illustratie: 0,5 GW extra vermogen maakt het mogelijk om circa 800 extra bedrijven aan te sluiten op het middenspanningsnet⁵⁴. Ook zou 0,5 GW extra vermogen circa 140.000 woningen met vol-elektrische warmtepompen kunnen aansluiten of ongeveer 330.000 woningen op een warmtenet⁵⁵.

Daarnaast kan een betere benutting van het elektriciteitsnet de betaalbaarheid van het systeem voor eindgebruikers op lange termijn verbeteren.

Dit komt doordat bepaalde netuitbreidingen later of soms zelfs niet hoeven te worden uitgevoerd, en doordat meer gebruikers kunnen worden aangesloten waardoor de kosten door een grotere groep worden gedragen. Vraagsturing bij groot- en kleinverbruikers kan tot 2040 een besparing in de investeringsopgave van €1,0–€2,0 miljard opleveren⁵⁵. Doordat de lagere investeringsbehoefte doorwerkt op hogere netvlakken, leidt dit tot een aanvullende besparing van €1,3–€1,6 miljard⁵⁵. Dit resulteert in een afname van de geschatte nettarieven in 2040 van 1,8% voor kleinverbruikers en 0,5%–1,0% voor grootverbruikers⁵⁵. Bij normering van flexibiliteit bij groot- en kleinverbruikers kan de besparing tot 2040 €7,5–8,5 miljard bedragen⁵⁵. De doorwerking op hogere netvlakken kan €8,6–€9,0 miljard extra besparen⁵⁵. Hierbij zouden de stijging van de nettarieven in 2040 kunnen 7,5%–8% worden gedompt voor kleinverbruikers en 3,8% voor grootverbruikers⁵⁵. Doordat in deze scenario's minder fysieke uitbreiding nodig is, neemt ook de ruimtevraag af.

De komende jaren zijn bepalend voor hoe het energiesysteem zich ontwikkelt. De druk op het elektriciteitsnet neemt toe, terwijl de inzet van andere energiedragers zich verder ontwikkelt. Deze ontwikkelingen vragen om samenhang in de keuzes van de overheid om tijdige toegang tot energie voor huishoudens en bedrijven te waarborgen. De tijd om deze keuzes te maken is nu.

⁵³ IBO (2025). Schakelen naar de toekomst. Bekostiging Elektriciteitsinfrastructuur

⁵⁴ Gebaseerd op gemiddeld aansluitvermogen van 0,50–0,59 MW op het MS in 2022–2024 (Bron: CE Delft, Netbeheer Nederland)

⁵⁵ Gebaseerd op kengetallen voor het ontwerp van woningen: 3,0 kW bij een CV-ketel/MT-warmtenet, 3,9 kW bij hybride warmtepompen, 7,0 kW bij vol-elektrische warmtepompen. Gebaseerd op een gelijkheidsfactor van 0,5 (Bron: PBL (2025). Startanalyse)

Netbeheer
Nederland

gasunie
crossing borders in energy

tennet

coteq
NETBEHEER

ENEXIS
NETBEHEER

alliander

RENDONETWERKEN

STEDIN

westland
infra netbeheer