



NIEUWE ENERGIE

De energiemarkt is volop aan het veranderen, maar loopt nu aan tegen negatieve prijzen, een overvol elektriciteitsnet en uitblijvende investeringen. Hoe houden we de transitie op stoom?

Meer dan 12.500 economen
ontvangen onze wekelijkse nieuwsbrief
www.esb.nu/aanmelden

*Samengesteld door de ESB-redactie en mogelijk gemaakt door het
Erasmus Centre for Energy Transition en de Erasmus School of Economics*

Economen versnellen transitie naar duurzame energievoorziening

De energietransitie behoort tot de meest urgente uitdagingen van onze tijd. De verschuiving naar een klimaatneutraal energiesysteem vraagt niet alleen om technologische innovatie, maar ook om fundamentele veranderingen in markten, gedrag en beleid. Als economen hebben wij een cruciale rol te vervullen: we kunnen mechanismen ontwerpen die de transitie versnellen, beleid evalueren op effectiviteit en efficiëntie, en inzicht geven in de maatschappelijke en economische impact van keuzes die we nu maken.

Dit *ESB*-dossier over hoe economen de energietransitie kunnen versnellen, sluit naadloos aan bij de missie van de Erasmus School of Economics om wetenschappelijk onderzoek te verrichten naar belangrijke trends en ontwikkelingen in de maatschappij. Wij geloven dat de economische wetenschap het beste van zichzelf laat zien wanneer ze concrete bijdragen levert aan vraagstukken waar Nederland en de rest van de wereld mee worstelen. De energietransitie is bij uitstek zo'n vraagstuk: complex, urgent en met verstrekkende gevolgen voor economie en samenleving.



PATRICK GROENEN

*Decaan van de Erasmus School
of Economics aan de Erasmus
Universiteit Rotterdam*

De totstandkoming van dit dossier in samenwerking met het Erasmus Center for Energy Transition onderstreept het belang dat wij hechten aan interdisciplinaire samenwerking en kennisdeling. Het Center brengt expertise samen uit verschillende disciplines en verbindt wetenschap met praktijk.

Dit dossier beoogt een vergelijkbare brug te slaan: tussen wetenschappelijk onderzoek en beleidsvorming, tussen economische theorie en de concrete opgaven waar beleidsmakers,

ambtenaren en energiebedrijven dagelijks mee te maken hebben.

De artikelen in dit dossier bieden niet alleen analyse, maar ook concrete handvatten voor beleid en praktijk. Ze demonstreren hoe economische inzichten kunnen helpen om de energietransitie effectiever en rechtvaardiger te maken. Daarmee hopen we invloed te kunnen uitoefenen waar het er werkelijk toe doet: in besluitvorming die de transitie naar een duurzame energievoorziening versnelt.

Ik hoop dat het *ESB*-dossier u inspireert en inzicht geeft.

Inhoud

Inleiding: Nieuw kabinet kan transitie versnellen door energiemarkt te hervormen

ROBERT KLEINKNECHT

5

Transitie onder druk

Transitie vergt historische draai Nederlandse economie en energiebeleid

JAN LUITEN VAN ZANDEN

9

Vormgeving van duurzaam energiesysteem sleutel tot meer concurrentievermogen

DERCK KOOLEN

12

Nederland loopt achter met vormgeven nieuwe energiemarkt

PAUL KOUTSTAAL EN PIETER BOOT

16

De energietransitie vereist adaptieve wetgeving

LEONIE REINS EN RONALD HUISMAN

22

Column: Energietransitie maakt Nederland geopolitiek kwetsbaar

COBY VAN DER LINDE

25

Duurzaam aanbod vergroten

Meer wind op zee is een ingewikkeld coördinatieprobleem

LAURENS DE VRIES, KENNETH BRUNINX EN YULIA SERGEEVA

27

Zonnepanelen ook rendabel zonder salderingsregeling

CARLOTTA MASCIANDARO EN MACHIEL MULDER

30

Kosten extra kerncentrale hoog, maar effect op wind-en zonprojecten beperkt

ARJEN VEENSTRA EN MACHIEL MULDER

34

Investeren in batterijen is alleen winstgevend wanneer er niet te veel zijn

ARJEN VEENSTRA EN MACHIEL MULDER

40

Column: Help waterstof door de hypecurve

DIEDERIK SAMSOM

45

Vraag sturen

- Niet beperking van stroomvraag is nodig, maar verplaatsing uit piekuren**
CAMIEL SCHUIJREN EN FLORIS SWETS **47**
- Richt beleid op efficiënt gebruik schaarse energie**
MARTIJN BLOM, WARD VAN SANTEN EN BETTINA KAMPMAN **50**
- Alternatieve nettarieven kunnen piekvraag sturen en netcongestie verminderen**
PETER DIJKSTRA, DÁVID KOPÁNYI, FLORIS VAN MONTFOORT EN MACHIEL MULDER **54**
- Column: Afstemming vraag en aanbod stroom vergt correcte prijzen**
REYER GERLAGH **59**

Netwerk ontlasten

- Investeren in Europees energienet verzekert tegen hoge elektriciteitskosten**
EMILE CAMMERAAT, NIHAL CHEHBER, TOBIAS HLOBIL, ÖZGE ÖZDEMİR, LUCAS SMITS, ADRIAAN SOETEVEN EN CASPER VEDDER **61**
- Voor het huishoudboekje is woningisolatie belangrijker dan kosten netverzwaring**
BEREND HOPMAN EN PETER MULDER **66**
- Lokale energiesystemen kunnen transitiekosten huishoudens verlagen**
ANNELIES HUYGEN, BERNARD TER HAAR EN JACOB JANSSEN **68**
- Column: Laat economen nadenken over decentraal energiesysteem**
DERK LOORBACH **71**
- Met juiste marktinrichting kan hernieuwbare energie bijdragen aan netbalans**
YASHAR GHIASSI-FARROKHFAL EN RONALD HUISMAN **72**
- Instabiliteit op het elektriciteitsnet komt deels door algoritmes**
REYER GERLAGH **76**



ESB elke maand op de mat?

Dat kost nu 125 euro per jaar

Ga naar esb.nu/word-lid

Nieuw kabinet kan transitie versnellen door energiemarkt te hervormen

**ROBERT
KLEINKNECHT**
Hoofdredacteur

Om de opwarming van de aarde te beperken, moeten fossiele brandstoffen zo snel mogelijk worden vervangen door hernieuwbare energiebronnen (IPCC, 2023). In het geval van Europa is die transitie bovendien een kwestie van welbegrepen eigen belang. Onze sterke afhankelijkheid van import van fossiele energie maakt ons geopolitiek en economisch kwetsbaar (Draghi, 2024), zoals we zagen rond de Russische inval in Oekraïne.

Een kleine vier jaar na die inval zijn de energieprijzen in Europa nog altijd relatief hoog én volatiel, laat Derck Koolen in dit dossier zien. Dat schaadt de wereldwijde concurrentiepositie van Europese en Nederlandse bedrijven (Wennink, 2025). De overstap naar hernieuwbare bronnen kan de Europese energieprijzen verlagen en zo de concurrentiepositie verbeteren (Scheepers en Van der Linden, 2025).

De energietransitie vergt echter een historische omwenteling van de Europese economie, en dat geldt in het bijzonder voor die van Nederland. Vanwege de Groningse gaswinning hebben Nederlandse beleidsmakers sterk ingezet op het benutten van die fossiele brandstof, zo laat Jan Luiten van Zanden zien. Mede daardoor kennen we een relatief energie-intensieve economische structuur (Schellekens en Fernandez, 2024), die we nu zullen moeten verduurzamen of afbreken.

Vergroten aanbod bijzonder succesvol

Die historische omwenteling begint met het vergroten van het aanbod van hernieuwbare energie. En wat dat betreft zijn we goed op weg. Na een lange aanloopperiode hebben zonne- en windenergie alle verwachtingen overtroffen (Frederik, 2023). Sinds het Akkoord van Parijs uit 2015 is het aandeel van deze hernieuwbare bronnen in de Nederlandse energievoorziening ruim

verzesvoudigd, laten Paul Koutstaal en Pieter Boot zien. Hierdoor hebben we kolen nauwelijks meer nodig – en dat scheelt nogal wat aan CO₂-uitstoot.

De kosten van zonnepanelen zijn zodanig ver gedaald dat ze ook na afschaffing van de salderingsregeling nog renderen, rekenen Carlotta Masciandaro en Machiel Mulder voor.

En volgens Arjen Veenstra en Machiel Mulder maakt de kostendaling van wind en zon ook investeren in kernenergie minder aantrekkelijk – in theorie kan dat een goede aanvulling zijn op zon en wind (Mulder en Veenstra, 2023), maar over het geheel genomen lijkt kernenergie de maatschappij meer geld te kosten dan verder inzetten op zon en wind.

Rest energiesysteem blijft achter

Het vergroten van het aanbod van duurzame energie is dus bijzonder succesvol geweest, maar dat zorgt ook voor nieuwe problemen. De rest van het energiesysteem heeft de groei van het aanbod namelijk niet kunnen bijbenen.

Zo is de energievraag nog niet afgestemd op de wisselende beschikbaarheid van zon en wind. Er zijn daardoor steeds meer momenten waarop het aanbod veel groter is dan de vraag, met negatieve stroomprijzen als gevolg, terwijl de vraag en energieprijzen op andere momenten wel hoog zijn (Gerlagh, 2023a).

Verder kan het elektriciteitsnetwerk niet goed voldoen aan de toenemende vraag naar transport (Hensgens et al., 2023). Hierdoor wachten inmiddels 14.000 bedrijven op de (zwaardere) stroomaansluiting die ze veelal nodig hebben om van aardgas en andere fossiele brandstoffen af te kunnen stappen (Rijksoverheid, 2025a).

En naast de netcongestie speelt op de achtergrond tevens nog een ander probleem op het elektriciteitsnetwerk: de netbeheerders hebben, mede door het steeds

wisselende aanbod van wind en zon, meer moeite om vraag en aanbod realtime in balans te houden, waardoor het risico op een black-out toeneemt. Reyer Gerlagh laat in dit dossier zien dat de toename van wind en zon maar een deel van het verhaal is: het gebruik van algoritmen door netbeheerders lijkt ook een rol te spelen. En Yashar Ghiassi-Farrokhfal en Ronald Huisman bespreken hoe zon en wind meer kunnen bijdragen aan het balanceren van het net.

Tot slot loopt ook de regelgeving achter op de snel veranderde transitie, stellen Leonie Reins en Ronald Huisman. Zij pleiten voor adaptieve wetgeving die meer leunt op principes dan op sterk prescriptieve regels.

Netverzwaring gaat (te) langzaam

De achterstand van de rest van het energiesysteem begint nu op zijn beurt ook zijn tol te eisen voor de tot dusver zeer succesvolle aanbodontwikkeling: afgelopen zomer schroefde minister Hermans de wind-op-zee-ambities terug vanwege de gebrekkige businesscase, die mede het gevolg is van de tegenvallende elektriciteitsvraag (Rijksoverheid, 2025b). Zo dreigt de energietransitie te verzanden.

De verzwaring van het elektriciteitsnet, waarvoor de elektriciteitsvraag van bedrijven weer gefaciliteerd kan worden, staat dus begrijpelijkerwijs hoog op de Haagse beleidsagenda (Rijksoverheid, 2025c). Die investeringen kosten tot 2040 honderden miljarden en zullen de nettarieven voor huishoudens verhogen.

Toch lijken de kosten van netverzwaring niet het grootste probleem. Berend Hopman en Peter Mulder rekenen voor dat het aandeel dat huishoudens van hun inkomen aan energie uitgeven als gevolg van de hogere nettarieven oploopt met maximaal twee procentpunt. Dat is beperkt, vergeleken met de zes procent energiekosten die met name lage inkomens nu al hebben als ze in een slecht geïsoleerd huis wonen.

De grotere beperking bij de netverzwaring is de arbeid die ervoor nodig is: het vergt veelal juist die arbeidskrachten waaraan we toch al een tekort hebben (Weterings et al., 2023). En ook de inpassing in de fysieke ruimte is in ons relatief dichtbevolkte land niet altijd eenvoudig (Tiekstra, 2025). Door de praktische beperkingen zal de netverzwaring niet een-twee-drie gerealiseerd zijn, hoezeer de overheid ook inzet op versnelling.

Zet in op ontlastings net

Omdat het elektriciteitsnet nog wel even de remmende factor zal blijven, zullen we de transitie zo veel mogelijk

om de huidige schaarse netcapaciteit heen moeten realiseren (Florusse, 2023). Dat kan bijvoorbeeld door energie op te slaan op de momenten dat het aanbod groter is dan de vraag; met name als die opslag dicht bij de energiebron plaatsvindt, zal dat het net ontlasten (Gerlagh, 2023b; Gerlagh en Schoot Uiterkamp, 2024). Arjen Veenstra en Machiel Mulder verkennen in dit dossier hoeveel batterijen er rendabel geëxploiteerd kunnen worden. En Diederik Samsom betoogt dat we nu ook echt werk moeten gaan maken van opslag via waterstof.

Ook het beperken van de elektriciteitsvraag tijdens de piekuren kan helpen om de druk op het net te verlichten. Reyer Gerlagh stelt dat we hiertoe veel meer gebruik moeten maken van prijsprikkels. Zo laten Peter Dijkstra, Dávid Kopányi, Floris van Montfoort en Machiel Mulder in een veldexperiment zien dat capaciteits- en tijdsafhankelijke nettarieven het piekgebruik kunnen beperken.

En het inrichten van meer decentrale energiesystemen – waarin huishoudens en bedrijven zo veel mogelijk lokaal opgewekte energie gebruiken en het gebruiksmoment op elkaar afstemmen – kan het elektriciteitsnetwerk eveneens ontlasten, betogen Annelies Huygen, Bernard ter Haar en Jacob Janssen. Dat beperkt immers de behoefte aan transport over grotere afstanden (Rooijers, 2025). En het verlaagt bovendien de kwetsbaarheid van het nieuwe energiesysteem, waar Coby van der Linde voor waarschuwt.

Dergelijke lokale energiesystemen kunnen volgens Derk Looibach echter enkel een verschil maken als politici zich er hard voor maken: ze staan op gespannen voet met de centrale logica van het huidige op fossiele brandstoffen geschoede energiesysteem en lopen daardoor snel vast op de bestaande regels en procedures.

Houd transitie in beweging

Een nieuw kabinet doet er dus verstandig aan om niet op de handen te zitten in afwachting van de netverzwaring: door het energiesysteem te hervormen kan de huidige schaarse netwerkcapaciteit effectiever worden benut zodat het aandeel van hernieuwbare bronnen in de energievoorziening kan blijven toenemen.

Om de transitie in beweging te houden, zullen dan ook het aanbod en de vraag weer moeten toenemen. Laurens de Vries, Kenneth Bruninx en Yulia Sergeeva bespreken hoe de businesscase voor wind op zee kan worden vlot getrokken. En Camiel Schuijren en Floris Swets betogen dat we af moeten van het beleid gericht op generieke elektriciteitsbesparing: dat past niet meer

bij de situatie waarin we de elektriciteitsvraag juist willen stimuleren tijdens de momenten van overvloedige duurzame energie.

Politiek moet prioriteren

Maar in het licht van de huidige schaarsten zal een nieuw kabinet ook moeilijke keuzes moeten maken (Kleinknecht, 2024). Zolang er bedrijven wachten op een stroomaansluiting, is het wenselijk om de duurzame energie die wel beschikbaar is maatschappelijk zo effectief mogelijk in te zetten. Martijn Blom, Wård van Santen en Bettina Kampman bespreken hoe we ervoor kunnen zorgen dat de energie het eerst terechtkomt bij bedrijven die het meest bijdragen aan de verduurzaming en het Nederlandse verdienenvermogen.

En zolang de transitie kampt met een tekort aan arbeidskrachten, doen we er ook goed aan te kiezen waar we de wel beschikbare capaciteit inzetten (Weterings et al., 2023). Hier biedt de analyse van Emile Cammeraat, Nihal Chehber, Tobias Hlobil, Özge Özdemir, Lucas Smits, Adriaan Soeteven en Casper Vedder perspectief. Zij laten zien dat de benodigde investeringen in het Europese hoogspanningsnet afhangen van de toekomstige beschikbaarheid en kosten van kernenergie: naarmate kernenergie straks ruimer voorradig en goedkoper is, kan de netwerkcapaciteit beperkter blijven en vice versa. Een scherper inzicht in hoe die afruil voor Nederland uitpakt, kan helpen om de schaarse arbeidskrachten gericht in te zetten: mogelijk zijn de investeringen in kernenergie en in netwerkcapaciteit deels substituten en is het efficiënter om op een van beide te focussen.

Hoe de energietransitie – en daarmee de Nederlandse economie – zich verder ontwikkelt, hangt al met al sterk af van de keuzes die een nieuw kabinet maakt. Terwijl de overheid zich lang gericht heeft op het stimuleren van het aanbod van het hernieuwbare energie, vergt het op stoom houden van de energietransitie nu ook een hervorming van de energiemarkt en -vraag. Dat maakt de huidige kabinetsformatie geen sinecure: de transitiekeuzes die we nu (niet) maken, zijn in het huidige geopolitieke klimaat bepalend voor de toekomst van onze economie.

Literatuur

- Draghi, M. (2024). *The future of European competitiveness. A competitiveness strategy for Europe*. Europese Commissie Rapport, september. Te vinden op commission.europa.eu.
- Frederik, J. (2023) Zelfs optimisten zijn te pessimistisch: schone energie wordt spotgoedkoop. *De Correspondent*, 9 mei.
- Florusse, L. (2023) Herontwerp energiemarkt nu netcapaciteit het schaarse goed wordt. *ESB*, 108(4818), 74–76.
- Gerlagh, R. (2023a) Behoud saldering en zet in op dynamische energietarieven. *ESB*, 108(4822), 282–283.
- Gerlagh, R. (2023b) *Laten we niet vast blijven zitten in de logica van het huidige energiesysteem*. Naschrift op [esb.nu](https://www.esb.nu), 30 mei.
- Gerlagh, R. en M. Schoot Uiterkamp (2024) Zon en wind zorgden voor forse verlaging in elektriciteitskosten. *ESB*, 109(4838), 472–475.
- Hensgens, R., P. Nillessen en Rob Wessels (2023) Energietransitie vergt aanpassing regulering netbeheerders. *ESB*, 106(4804), 578–581.
- IPCC (2023) *Climate Change 2023: AR6 Synthesis Report*. Intergovernmental Panel on Climate Change.
- Kleinknecht, R.H. (2024) Toekomstige welvaart hangt af van onze reactie op huidige schaarsten. *Het Financieel Dagblad*, 30 oktober.
- Mulder, M. en A. Veenstra (2023) Kerncentrale past goed in energiesysteem met veel hernieuwbare bronnen. *ESB*, 108(4818), 66–69.
- Rijksoverheid (2025a) *Aanpak netcongestie*. Kamerbrief, KGG / 101340766.
- Rijksoverheid (2025b) *Het Windenergie Infrastructuurplan Noordzee*. Kamerbrief, DGKE-DRE / 99614154.
- Rijksoverheid (2025c) *Schakelen naar de toekomst – IBO Bekostiging Elektriciteitsinfrastructuur*.
- Rooijers, E. (2025) Slim stroomnet zoals in Scheveningen kan miljarden aan nieuwe kabels besparen. *Het Financieel Dagblad*, 29 december.
- Scheepers, M. en M. van der Linden (2025) *Weerbaarheid van het energiesysteem tegen een energiecrisis*. TNO Rapport, 2025 R11805.
- Schellekens, B. en R. Fernandez (2024) Maak ruimte voor de toekomst en bouw energie-intensieve basisindustrie af. *ESB*, 109(4837S), 74–79.
- Tiekstra, J. (2025) Strijd over grond tussen gemeenten en netbeheerders. *Binnenlands Bestuur*, 06–2025.
- Wennink, P. (2025) *De route naar toekomstige welvaart: Een sterk Nederland in een relevant Europa*. Te vinden op rapportwennink.nl.
- Weterings, A., J. Bakens, M. Thissen et al. (2023) Tekort aan technici voor de energietransitie vergt prioritering in investeringen. *ESB*, 108(4821), 222–225.

Transitie onder druk

Waar staat de energietransitie
nu en welke obstakels moeten
er overwonnen worden?

Transitie vergt historische draai Nederlandse economie en energiebeleid

De ontwikkeling van de Nederlandse economie kan begrepen worden aan de hand van de energiehuishouding. De moderne economische groei van de laatste tweehonderd jaar is deels gebaseerd op de vervanging van arbeid door goedkope energie, maar aan deze trend komt nu een eind.

IN HET KORT

- Nederland industrialiseerde relatief laat, mede doordat het te lang turf als energiebron bleef gebruiken.
- De overheid stimuleerde vervolgens de overstap van steenkool naar aardgas, wat leidde tot een energie-intensieve economie.
- De ontstane afhankelijkheid van goedkope energie vertraagt nu de verduurzaming van de energiehuishouding.

**JAN LUITEN
VAN ZANDEN**

*Emeritus hoog-
leraar aan de Uni-
versiteit Utrecht*

S oms zegt een grafiek meer dan duizend woorden, bijvoorbeeld een die de CO₂-emissies per capita in 1851–2023 voor Nederland, het VK en de VS weergeeft, als gevolg van het gebruik van In het kort fossiele brandstoffen (figuur 1).

In 1851 moet de Industriële Revolutie in Nederland nog goed op gang komen, terwijl het verbruik van fossiele brandstoffen – vooral steenkolen – in het Verenigd Koninkrijk, de pionier van de industrialisatie, op een niveau ligt dat vier tot vijf keer zo hoog is als bij ons. Rond die tijd ligt de uitstoot van de Verenigde Staten op Nederlands niveau, maar de Amerikaanse uitstoot komt door het gebruik van de stoommachine na 1850 in een stroomversnelling (die nog verder versnelt door de opkomst van de aardolie na 1860).

Nederland begint pas rond 1860 aan een sterke toename van het energieverbruik, maar de kloof met het VK blijft tot 1960 min of meer constant, en de VS halen

we nooit in. De industrie in ons land krijgt niet de overheersende rol die het elders wel heeft, en moet steeds het bed delen met een sterke, exportgerichte landbouw en een omvangrijke dienstensector. En dus is de energie-intensiteit van de economie tot 1960 relatief laag, zeker in vergelijking met het wel relatief hoge bruto binnenlands product per hoofd. Tegelijkertijd bouwt de VS een zeer energie-intensieve economie op, die rond 1900 met gemak het VK voorbijstreeft en die rond 1970 nog een extra impuls lijkt te krijgen.

Een dramatische wending in de emissies per capita doet zich in Nederland na 1960 voor. De economie is niet langer meer energiezuinig, waardoor in iets meer dan tien jaar de CO₂-emissies en het verbruik van fossiele brandstoffen zich verdubbelen; Nederland passeert het VK alsof dat land stilstaat, en piekt scherp rond 1980, waarna een sterke daling inzet.

De ontdekking, begin jaren zestig, van grote aardgasreserves in de provincie Groningen, bij Slochteren, speelt een sleutelrol in de piek in energie-intensiteit. Dit aardgas wordt de basis van de langetermijnplanning van de energiehuishouding die in deze jaren van de grond komt. Daarbij is de verwachting dat energie steeds goedkoper zal worden, mede door de opkomst van de kernenergie en de aanvoer van goedkope aardolie uit het Midden-Oosten.

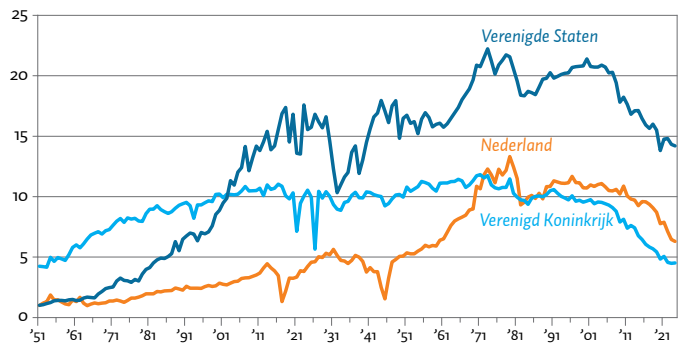
In dit artikel schets ik welke gevolgen de veranderende energiehuishouding heeft voor het beleid en de economie en wat dit ons leert voor de problemen van nu.

Goedkope energie

Een van de conclusies die de staat halverwege de jaren zestig trekt uit de verwachte daling van de energieprijzen, is dat de steenkolenmijnen van Limburg gesloten moeten

CO₂-uitstoot per capita, in tonnen

FIGUUR 1



Data: OurWorldInData | ESB

worden, want steenkool is arbeidsintensief, en daardoor duur, en zal de concurrentie met aardgas en kernenergie niet kunnen volhouden (Ringelberg, 2021).

De tweede conclusie is dat er haast gemaakt moet worden met het winnen van het Groningse gas dat naar verwachting over enige tijd door de kernenergie ingehaald zal worden. Deze conclusie leidt tot een offensieve strategie om aardgas te exporteren naar omliggende Europese landen (waar het de plaats kan innemen van fabrieksgas) en het zoeken (en vinden) van nieuwe afzetmarkten in Nederland. Alle huizen moeten bijvoorbeeld aan het aardgas. In enkele jaren wordt een indrukwekkende nationale infrastructuur van gasleidingen en gasdistributiepunten aangelegd die grote delen van het land van goedkoop aardgas voorziet. Huishoudelijke apparaten moeten aangepast worden, de centrale verwarming op aardgas wordt gestimuleerd, terwijl de kolenkachel het onderspit delft.

Doorwerking in economie

De offensieve gasstrategie werkt door in de structuur van de economie. In de glastuinbouw wordt aardgas zwaar gesubsidieerd om de kassen te verwarmen. Die goedkope energie betekent een sterke stimulans voor uitbreiding van de sector.

Het staalbedrijf Hoogovens wordt vanwege goedkoop aardgas genudged om in de aluminiumproductie te gaan, waartoe de grote fabriek Aldel in Delfzijl wordt neergezet die voordelig elektriciteit kan betrekken, opgewekt met goedkoop aardgas. (Dankers en Verheul, 1993).

De chemische industrie in het Europoortgebied en kunstmestfabrieken elders in het land worden eveneens met goedkoop aardgas gestimuleerd om zich sterk uit te breiden, wat in de algemene hoogconjunctuur van

de jaren voor 1973 de groei verder aanwakkert. Hoewel energieopwekking op basis van gas minder CO₂ uitstoot dan opwekking op basis van kolen of olie, groeit de Nederlandse consumptie dusdanig dat per saldo de emissies per capita omhoog schieten.

Energie-intensieve bedrijfstakken lijken andere activiteiten zelfs te verdringen. Deze verdringing treedt op doordat hoge inkomsten uit de export van aardgas leiden tot een sterke instroom van buitenlandse valuta, waardoor de gulden in de jaren zeventig meebeweegt met de revaluatie van de D-Mark en structureel overgewaardeerd raakt. Als gevolg daarvan verslechtert de internationale concurrentiepositie van arbeidsintensieve sectoren. Arbeidsintensieve bedrijfstakken als textiel, lederwaren en scheepsbouw kunnen bij deze wisselkoers geen stand meer houden, en krimpen razendsnel. In de internationale literatuur wordt dit fenomeen, de overwaardering van de munt door omvangrijke inkomsten uit de export van aardgas en de daarmee samenhangende oplopende werkloosheid, bekend als de 'Dutch disease' (Corden en Neary, 1982). Deze 'Dutch disease' werd niet door de monetaire autoriteiten afgeremd, integendeel, De Nederlandsche Bank zag de groeiende overwaardering van de gulden als een effectief middel om de inflatie die in de jaren zeventig steeds verder leek te versnellen, onder controle te krijgen (Harmsma, 2018).

Dalende uitstoot

In Nederland, maar ook in het VK en de VS, zien we vanaf rond 1980 een aarzelande ontwikkeling tot ongeveer 2000, waarna vrij plotseling een forse daling van CO₂-emissies inzet. De gegevens over uitstoot uit fossiele brandstoffen laten een vergelijkbare ombuiging zien, die voor het VK en Nederland leidt tot een halvering en voor de VS tot een daling met ongeveer een derde (figuur 1).

Hoge energieprijzen – een fenomeen dat al teruggaat tot de oliecrises van 1973 en 1979 – spelen zeker een rol bij de daling van de uitstoot. Het streven naar grotere duurzaamheid, de energietransitie, zorgt ook voor belangrijke impulsen, zeker als de politiek zich daar voor inzet (en dat is met golven wel en niet het geval).

De transitie naar een post-industriële economie door vooral de groei van de dienstensector is een ander deel van het verhaal.

Maar de ontwikkeling van levensstijl en consumptiegedrag werkt niet altijd in dezelfde richting. De toenemende populariteit van de SUV is daar het sterkste voorbeeld van. Hoewel motoren en aandrijftechno-

logie steeds efficiënter worden en per kilometer minder brandstof verbruiken, wordt deze efficiëntiewinst grotendeels tenietgedaan door de groei in omvang en gewicht van auto's (Van Zanden, 2026).

Bovendien geven de statistieken niet het hele verhaal van de Nederlandse energiehuishouding. Steeds meer energie-intensieve productie wordt verplaatst naar het buitenland, waardoor die uitstoot niet meer meetelt in onze statistieken (Storm en Mir, 2015). Ook volgen de statistieken het Kyoto-protocol, waardoor bijvoorbeeld vliegen en varen niet meegenomen worden terwijl deze relatief sterk groeien (Van Zanden, 2026), en ervan wordt uitgegaan dat alle energie uit biomassa duurzaam is – maar als daar bossen voor gekapt worden, is dat duidelijk niet het geval.

De daling van de laatste jaren is dan ook deels gezichtsbedrog. In werkelijkheid neemt de vraag naar energie steeds meer toe, vooral vanwege de energievretende datacenters om het netwerk van de platformeconomie en van de steeds populairdere AI en cryptovaluta draaiende te houden (Van Zanden, 2026). Zelfs de recente 'energiecrisis' die volgde op de oorlog die Poetin in 2022 in Oekraïne begon, kan deze trend niet stoppen.

Conclusie

De afgelopen tachtig jaar laat afwisselend perioden van goedkope en dure energie zien, en elke keer dachten we dat deze situatie 'permanent' was, en werd er beleid ontwikkeld dat daarop anticepeerde.

Goedkope energie was een van de drijvende krachten achter het economisch wonder van de zeventiende eeuw. De economische overmacht van de Republiek in de zeventiende eeuw was mede gebaseerd op turf, dat goedkoop was en vrijwel overal beschikbaar. Windenergie, opgevangen door windmolens en zeilschepen, vormde de andere vorm van energie waar Nederland een relatief voordeel mee wist te behalen.

In de negentiende eeuw kwam de industrialisatie pas relatief laat (na 1860) op gang, mede doordat de staat turf bleef beschermen en bevoordelen, waardoor steenkolen relatief onaantrekkelijk waren. Dit defensieve beleid, gericht op het handhaven van de status quo, werd pas rond 1860 opgegeven, waarna we dan de stijging in uitstoot zien.

Het offensieve gasbeleid uit de jaren zestig was juist aangewakkerd door de verwachting van energie-overvloed. Het was een voorbeeld van beleid dat gebaseerd was op langetermijnverwachtingen en dat langetermijndoelen wilde realiseren. Dat is een beperkt succes

geweest. Het afbouwen van de steenkolenwinning was zeker een goed idee, want deze energiebron was veel duurder dan de alternatieven aardgas en aardolie (en de prijs die voor het ongezonde werk in de mijnschachten werd betaald was hoog), maar het goedkoop uitdelen van het aardgas werd compleet achterhaald door de oliecrisis van 1973, die juist om zuinig beheer vroeg.

Het offensieve gasbeleid heeft ook geleid tot een sterke toename van de energie-intensiteit van de hele economie, waar we nu (opnieuw) mee zitten. Aldel is dan wel verdwenen uit Delfzijl, maar tal van andere activiteiten (de kunstmestfabriek Yara in Sluiskil bijvoorbeeld) zijn er nog, en maken moeilijke tijden door omdat energie in Nederland relatief duur geworden is.

De opgave van de energietransitie is enorm: 200 jaar lang hebben we gebouwd aan een economie die op goedkope energie draaide – met groot succes weliswaar, maar ook met enorme schaduwzijden. Het gebruik van goedkope energie zit als het ware in het DNA van de moderne economie. De vraag die daarbij opkomt is of de huidige organisatie van de energiesector, gedomineerd door grote, veelal buitenlandse bedrijven, de zo noodzakelijke transitie naar een duurzame economie in goede banen kan leiden. Om grote maatschappelijke uitdagingen zoals klimaatverandering het hoofd te bieden, is dan ook een radicale maatschappelijke draai nodig.

Literatuur

- Corden, W.M. en J.P. Neary (1982) Booming sector and de-industrialisation in a small open economy. *The Economic Journal*, 92(368), 825–848.
- Dankers, J.J. en J. Verheul (1993) *Hoogovens 1945–1993: Van staalbedrijf tot twee-metalenconcern*. Den Haag: Sdu Uitgevers.
- Harmsma, J. (2018) *Jelle zal wel zien: Een eigenzinnig leven tussen politiek en economie*. Amsterdam: Prometheus.
- Ringelberg, S. (2021) *De Nederlandse aardgastransitie: Lessen voor de energietransitie van de 21ste eeuw*. Utrecht: Eburon Uitgeverij.
- Storm, S. en G. Mir (2015) De CO₂-uitstoot daalt niet met economische groei. *ESB*, 102(4754), 470–473.
- Zanden, J.L. van (2026) *Ons maatschappelijk kapitaal: Een nieuwe economische geschiedenis van Nederland 1980–2020*. Amsterdam: Prometheus.

Vormgeving van duurzaam energiesysteem sleutel tot meer concurrentievermogen

Het Europese concurrentievermogen staat onder druk door hoge en volatiele energieprijzen. Decarbonisatie kan de prijzen drukken, maar het brengt ook nieuwe uitdagingen mee voor het energiesysteem.

IN HET KORT

- De industriële elektriciteitsprijzen in Europa zijn ruim dubbel zo hoog als in de VS, en de gasprijzen bijna vier keer zo hoog.
- Decarbonisatie kan het concurrentievermogen versterken als de totale kosten van de energietransitie worden beheerst.
- Voor de integratie van schone energie en flexibiliteit in het energiesysteem is nationale en Europese afstemming nodig.

DERCK KOOLEN

Beleidseconoom
bij de Europese
Commissie en uni-
versitair docent
aan de Universiteit
Utrecht

De auteur heeft
vanuit de Europese
Commissie bijge-
dragen aan het
rapport van Draghi
(2024)

Hoge energieprijzen drukken het Europese concurrentievermogen, met industriële gasprijzen in de EU die bijna vier keer hoger liggen dan in de VS en elektriciteitsprijzen die meer dan twee keer zo groot zijn. In een tijd van toenemende wereldwijde concurrentie en veranderende handelspatronen zijn energiekosten een belangrijke bepalende factor voor langetermijninvesteringen, werkgelegenheid en het concurrentievermogen van bedrijven.

Volgens het rapport van Draghi (2024) zal de decarbonisatie helpen om de energiesector te voorzien van veilige, goedkope en schone energiebronnen. Decarbonisatie is naast een klimaatdoelstelling dus ook een mogelijkheid om het Europese concurrentievermogen te versterken: goedkopere en stabielere energieprijzen verlagen de productiekosten en bevorderen concurrentie. De elektrificatie van de energiesector wordt als cruciaal gezien, vanwege zowel een schonere elektriciteits-

productie als een toename van de vraag naar elektriciteit door verdere elektrificatie van transport, verwarming en industriële processen. Dit vraagt om aanzienlijke investeringen in de hele sector.

In dit artikel betoog ik dat decarbonisatie hand in hand moet gaan met het vormgeven van een efficiënte energiemarkt om de totale kosten voor een effectieve energietransitie zo laag mogelijk te houden.

Hoge elektriciteitsprijzen

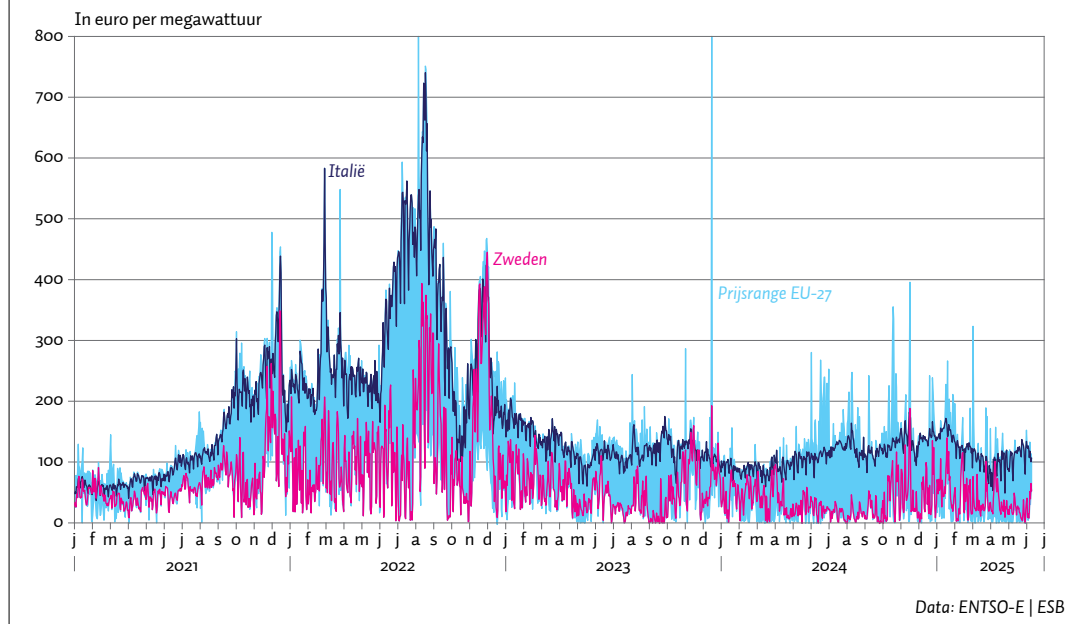
Betaalbare energie is een essentiële input voor alle productieve sectoren van de economie. De prijzen voor elektriciteit op Europese groothandelsmarkten zijn de laatste jaren niet alleen hoog, maar ook volatiel geweest (figuur 1). Hoewel de prijzen sinds het hoogtepunt tijdens de energiecrisis van 2022 wel weer zijn gedaald, liggen ze in Nederland dit jaar nog steeds ongeveer twee keer zo hoog als voor de crisis.

De prijs op de elektriciteitsmarkt wordt bepaald door de marginale kosten van de duurste eenheid stroom die nodig is om aan de vraag te voldoen. Ook producenten met lagere marginale kosten, zoals producenten van zonne-, wind- en kernenergie, ontvangen deze prijs. Dit systeem stimuleert nieuwe investeringen voor de lange termijn en een efficiënte inzet van productie en verbruik op de korte termijn.

Hoewel de productie van hernieuwbare energie groeit, blijft de groothandelsprijs hierdoor sterk bepaald door fossiele brandstoffen. In Nederland is het aandeel van gascentrales in de elektriciteitsproductie gedaald tot onder de twintig procent, terwijl gas wel nog bijna zestig procent van de tijd de elektriciteitsprijs bepaalt (Gasparella et al., 2023). Dit verklaart waarom schommelingen van elektriciteitsprijzen in grote lijnen de dynamiek van de gasprijsmarkt volgen. Wel zijn er tussen

Spreiding van groothandelsprijzen op elektriciteitsmarkten in de EU

FIGUUR 1



EU-lidstaten duidelijke verschillen zichtbaar (figuur 1): Zweden, met een vrijwel volledig fossielvrije elektriciteitsproductie, heeft gemiddeld een van de laagste prijzen in de EU, terwijl Italië, nog steeds sterk afhankelijk van fossiele bronnen voor de elektriciteitsproductie, consistent een van de hoogste prijzen in de EU heeft.

Een hoge mate van volatiliteit op de elektriciteitsmarkten, die meer structureel lijkt te zijn geworden, vormt een bedreiging voor het concurrentievermogen (Draghi, 2024). Hoge volatiliteit creëert onzekerheid, verhoogt risicopremies en kan schadelijk zijn voor investeringen in de energiesector (Gross et al., 2010).

Gebruik langetermijncontracten

Het gebruik van langetermijncontracten voor nieuwe schone energiebronnen, zoals Power Purchase Agreements (PPA's) en Contracts for Difference (CfD's), zou moeten worden gestimuleerd om stabiele en betaalbare prijzen voor eindgebruikers te waarborgen en daarmee de productiviteit van de economie te versterken. Deze contracten zorgen verder voorspelbare inkomstenstromen voor investeerders veilig te stellen en de financierbaarheid van nieuwe projecten te waarborgen. Belangrijk is daarbij dat het verschuiven van financiële (markt) risico's correct wordt geprijsd, vooral bij contracten waar staatsteun noodzakelijk is. Verder moet de vormgeving

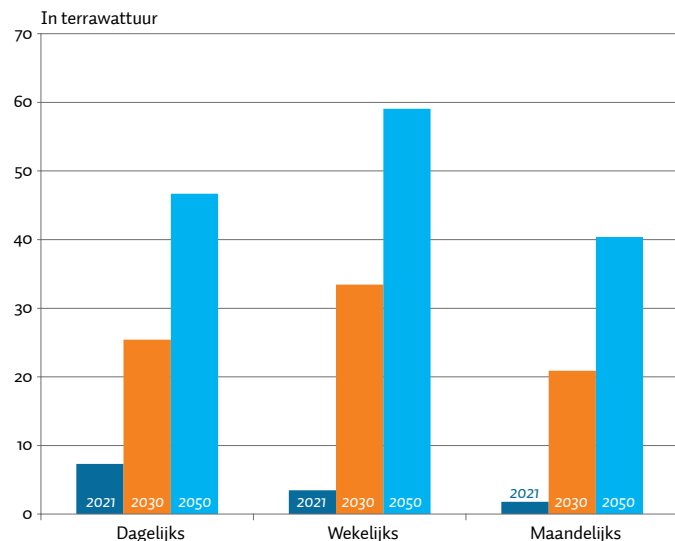
van dit soort langetermijncontracten prijsresponsiviteit verzekeren, om marktefficiëntie op de korte termijn te blijven waarborgen.

Lage netwerktarieven en belastingen

Naast de prijzen op de groothandelsmarkt verhogen netwerktarieven en allerlei belastingen de elektriciteitsnota, die uiteindelijk de kosten en het concurrentievermogen van de industriële eindgebruiker beïnvloedt. Vergeleken met de VS wordt de kostenpremie van de EU maar voor ongeveer de helft verklaard door extra kosten voor elektriciteitsopwekking (brandstof, exploitatie, onderhoud en investeringen). Verdere kostenverschillen bestaan uit belastingen, CO₂-kosten en andere contractuele kosten.

Waar deze kosten in de EU hoger zijn dan in de rest van de wereld, is in Nederland dit verschil ook nog eens hoger dan in onze buurlanden (Bollen et al., 2024). De voornaamste redenen hiervoor zijn de hoge nettatarieven in Nederland en de compensatiekorting die andere landen aan hun industrie geven. Hierdoor liggen de elektriciteitskosten voor industriële grootverbruikers in omringende landen als Duitsland, Frankrijk en België tot wel 66 procent lager dan in Nederland, een verschil dat recent nog verder is gegroeid (Tweede Kamer, 2024).

Nederlandse flexibiliteitsbehoefte tot 2050 FIGUUR 2



Noot: De flexibiliteitsbehoefte is de hoeveelheid flexibele energie die nodig is om de inflexibele vraag en aanbod in balans te houden in een gegeven tijdsbestek.

Data: Koolen et al. (2023) | ESB

Focus op totale systeemkosten

De energietransitie zal steeds meer leiden tot een verandering in de totale kostenstructuur van het elektriciteitsstelsel. Die totale systeemkosten worden gedefinieerd als de som van alle productiekosten voor elektriciteitscentrales en opslag (CAPEX, OPEX, financiering en CO₂-kosten), alle netgerelateerde kosten (CAPEX, OPEX, financiering), alle retail-gerelateerde kosten en alle belastingen. Door de energietransitie zullen de variabele productiekosten (zoals fossiele-brandstofkosten) een steeds kleiner aandeel van de totale systeemkosten vormen. Daartegenover staat dat kosten voor kapitaalintensieve investeringen in schone energie, de bijbehorende infrastructuur en flexibiliteit, en de elektrificatie van de economie juist zullen toenemen.

Om de totale systeemkosten in toom te houden, moeten beleidsbeslissingen met betrekking tot de betaalbaarheid daarom niet uitsluitend gebaseerd zijn op de gemiddelde elektriciteitsproductiekosten die aan elk project of elke technologie verbonden zijn. Ze moeten integraal rekening houden met alle kosten die gepaard gaan met de decarbonisatie.

Een deel van deze kosten is gekoppeld aan de integratie van variabele hernieuwbare energie. Deze vorm

van energie biedt van nature geen continue, betrouwbare elektriciteitsvoorziening (Helm, 2017) en een efficiënte integratie van dergelijke variabele bronnen in het energiesysteem vereist aanzienlijke investeringen in netwerken, opslag en flexibiliteit. Beleids- en investeringsbeslissingen moeten daarom voortbouwen op een gecoördineerde nationale en Europese planning, die de integratie van schone energie, netwerken en opslag optimaliseert tegen de laagste totale systeemkosten.

Belang van flexibiliteit

De decarbonisatie van de elektriciteitsproductie door variabele opwek, en ook de verdere elektrificatie van de vraag, zorgt voor een toenemende behoefte aan flexibiliteit. Flexibiliteit is het vermogen van het systeem om zich aan te passen aan de variabiliteit van opwekkings- en consumptiepatronen binnen relevante markttijdframes en aan de ruimtelijke beschikbaarheid van het net, en is van belang aan beide kanten van de markt om vraag en aanbod in balans te houden.

Flexibiliteit in tijd

Veel hernieuwbare energiebronnen zijn zowel variabel, met een veranderlijk productieprofiel in de loop der tijd, als ook onzeker, met moeilijk voorspelbare overschotten of tekorten op specifieke momenten. Nederland zal, relatief aan de totale vraag, een van de hoogste flexibiliteitsbehoeftes hebben van alle landen in de EU (Koolen et al., 2023), gedreven door een sterke toename op zowel de korte als lange termijn (figuur 2). Vooral de steeds grotere seizoensgebonden flexibiliteitsbehoefte richting 2030 en 2050 van Nederland is uitzonderlijk in de EU, wat met name het gevolg is van de verwachte sterke toename van windenergie.

Het aanbod van flexibiliteit zal aanzienlijk moeten toenemen via nieuwe flexibele technologieën en opslagmogelijkheden. Batterijen en elektrische auto's zijn vooral geschikt om de flexibiliteitsbehoefte voor korte periodes te garanderen.

De flexibiliteitsbehoefte voor langere periodes is met specifieke technologieën moeilijker te verwezenlijken. Meer traditionele oplossingen zoals gascentrales (die al dan niet gebruikmaken van biogas) en interconnectoren (netwerkkabels die de landen in de EU met elkaar verbinden) zullen hier wellicht een belangrijke rol blijven spelen.

De complexe vraag naar flexibiliteit en veelvoud aan technologieën en oplossingen laat opnieuw het belang van duidelijk en gecoördineerd beleid zien. Flexi-

biliteit moet geen doelstelling op zich zijn, maar in het kader van de decarbonisatie daar worden gestimuleerd om de totale systeemkosten zo laag mogelijk te houden.

Flexibiliteit in ruimte

Naast flexibiliteit in tijd, is flexibiliteit ook van belang voor een efficiënt gebruik van het netwerk. Zo sluiten gebieden met veel potentieel voor hernieuwbare energie niet noodzakelijkerwijs aan op de (uitbreidende) vraag. Nederland loopt reeds tegen een vol elektriciteitsnet aan, waarbij toenemende netcongestie aanzienlijke investeringen vereist om de transportcapaciteit en -flexibiliteit uit te bouwen (MinKGG, 2025). Zonder gerichte sturing dreigt hierdoor tegen 2040 tot 310 terawattuur aan hernieuwbare energie in de EU verloren te gaan (Thomassen et al., 2024), meer dan twee keer het huidige Nederlandse elektriciteitsverbruik.

Het beter benutten van het bestaande netwerk en het inzetten van flexibiliteit kan de congestieproblemen beperken. Ook een betere geografische planning van nieuwe opwek en vraag, bijvoorbeeld via prijssignalen in tenders, kan de ruimtelijke spreiding kosten efficiënter maken. Zelfs wanneer flexibel vermogen op dezelfde locatie wordt ingezet als de opwek van nieuwe hernieuwbare energie, kan dit de netcongestie en systeemkosten in enkele gevallen nog vergroten, wanneer het vermogen niet goed is afgestemd op de behoefte van het hele systeem (Thomassen et al., 2024). Zowel voor het omgaan met tijdsgebonden variabiliteit als met netcongestie wordt flexibiliteit het best aangestuurd vanuit het bredere systeemperspectief, om de totale kosten zo laag mogelijk te houden.

Conclusie

In Europa wordt onder de *Clean Industrial Deal* gewerkt aan tal van initiatieven om het concurrentievermogen en de decarbonisatie gelijktijdig verder te stimuleren. De elektrificatie van het energiesysteem biedt daarbij een enorm potentieel voor efficiëntie en emissiereductie. Voor het concurrentievermogen, zowel tussen de landen in Europa als ten opzichte van de rest van de wereld, is het van essentieel belang dat marktefficiëntie en kosten-effectief gebruik van middelen in de elektriciteitssector worden gegarandeerd. De verdere Europese vormgeving van het energiesysteem (volgend op bijvoorbeeld de herziene Electricity Market Design Regulation, het recent voorgestelde European Grids Package en verdere voorstellen uit het Action Plan for Affordable Energy) zal moeten bijdragen aan een verdere efficiënte integratie

van duurzame energie, de uitbouw van voldoende netwerkcapaciteit, het stimuleren van de benodigde flexibiliteit, het beter geografisch sturen van vraag en opwek, het hervormen van netwerktarieven en belastingen, en uiteindelijk het stabiliseren van de elektriciteitsprijzen op betaalbare niveaus.

Van belang bij de implementatie van deze initiatieven is het waarborgen van een gecoördineerde planning van het energiesysteem. Te specifieke of afzonderlijke doelstellingen kunnen de systeemkosten verhogen, bijvoorbeeld wanneer deze onvoldoende zijn afgestemd op elkaar. Het is daarom essentieel dat de decarbonisatie en elektrificatie van de energiesector altijd hand in hand blijft gaan met het minimaliseren van de totale systeemkosten om een kosteneffectieve transitie te kunnen garanderen.

Literatuur

- Bollen, J., S. Hers, R. Nagy et al. (2025) Compensatie energiekosten nodig voor concurrentievermogen industrie. ESB, 110(4847), 300–303.
- Draghi, M. (2024) *The future of European competitiveness*. Europese Commissie Rapport, september. Te vinden op commission.europa.eu.
- ENTSO-E (2025) *Transparency Platform*. ENTSO-E Dashboard. Te vinden op m-transparency.entsoe.eu.
- Gasparella, A., D. Koolen en A. Zucker (2023) *The merit order and price-setting dynamics in European electricity markets*. Europese Commissie, JRC134300. Te vinden op publications.jrc.ec.europa.eu.
- Gross, R., W. Blyth en P. Heptonstall (2010) Risks, revenues and investment in electricity generation: Why policy needs to look beyond costs. *Energy Economics*, 32(4), 796–804.
- Helm, D. (2017) *Cost of Energy Review*. Te vinden op gov.uk.
- Koolen, D., M. De Felice en S. Busch (2023) *Flexibility requirements and the role of storage in future European power systems*. Europese Commissie, JRC130519. Te vinden op publications.jrc.ec.europa.eu.
- MinKGG (2025) *Schakelen naar de toekomst: IBO bekostiging van de elektriciteitsinfrastructuur*. Ministerie van Klimaat en Groene Groei, Rapport, 7 maart. Te vinden op www.rijksoverheid.nl.
- Thomassen, G., A. Fuhrmanek, R. Cadenovic et al. (2024) *Redispatch and congestion management*. Europese Commissie, JRC137685. Te vinden op publications.jrc.ec.europa.eu.
- Tweede Kamer (2024) *Onderzoek elektriciteits- en netwerkkosten industrie*. Kamerbrief Ministerie van Klimaat en Groene Groei, DGBI-VI / 52313165.

Nederland loopt achter met vormgeven nieuwe energiemarkt

De transitie naar een klimaatneutraal energiesysteem is een van de grootste uitdagingen van onze tijd. Nederland heeft zich gecommitteerd aan een volledig klimaatneutrale energievoorziening in 2050. Wat is de huidige stand van zaken en welke aanpak kan de energietransitie versnellen?

IN HET KORT

- De klimaatdoelstelling voor 2030 raakt uit zicht omdat de energietransitie vertraagt.
- Vergoeding van opwekcapaciteit en gerichte vraagsturing versterken de rol van de elektriciteitssector in de energietransitie.
- Nederland aarzelt meer dan Duitsland en het VK bij het organiseren van de energietransitie.

PAUL KOUTSTAAL

Plaatsvervangend sectorhoofd Klimaat, Lucht en Energie bij het Planbureau voor de Leefomgeving (PBL)

PIETER BOOT

Senior fellow bij het Centre for International Energy en fellow bij PBL

In de energietransitie hebben de elektriciteitssector en -markt een centrale rol omdat elektrificatie van industrie, mobiliteit en gebouwde omgeving vooralsnog de kern vormt van de beoogde emissiereductie. Hernieuwbare energiebronnen als zon en wind, aangevuld met andere CO₂-vrije bronnen zoals kernenergie, staan daarbij voorop.

De praktijk blijkt echter weerbarstig: het realiseren van het klimaatdoel voor 2030 is uit beeld en cruciale keuzes over marktordening en investeringen worden uitgesteld (PBL, 2025).

In dit artikel analyseren we de huidige stand van zaken. We stellen belangrijke belemmeringen en problemen vast, en verkennen vervolgens mogelijke oplossingsrichtingen rond de elektriciteitsmarkt om de energietransitie te versnellen. Omdat Nederland nauw verweven is met de Europese elektriciteitsmarkt, betrek-

ken we daarbij ook ervaringen en beleidskeuzes in Duitsland en het Verenigd Koninkrijk (VK).

Klimaatdoelstelling 2030 nog niet in zicht

Het huidige Nederlandse energiesysteem is nog steeds sterk afhankelijk van fossiele brandstoffen. In 2015 bedroeg het aandeel fossiel 91 procent, in 2024 was dit licht gedaald tot 82 procent (CBS, 2025). Vooral het aandeel van kolen is sterk gedaald (van 15,1 naar 6,6 procent), terwijl het aandeel olie juist toenam van 37 naar bijna 40 procent, en dat van gas licht afnam van 39 naar 36 procent. Hernieuwbare energie blijft een bescheiden deel van ons primaire energieverbruik: 5 procent in 2015, oplopend naar 16 procent in 2024.

Ook in 2030 is het verwachte aandeel van fossiele brandstoffen nog hoog, 70 procent, zo laat de recente Klimaat- en Energieverkenning (KEV) van het PBL (2025) zien. Het is daarom heel erg onwaarschijnlijk dat het streefdoel voor 2030 uit de Klimaatwet – een uitstoot van broeikasgassen in 2030 die 55 procent lager is dan in 1990 – wordt gehaald: de kans daarop is minder dan 5 procent.

Ook de elektriciteitssector ligt volgens de KEV niet op koers om de beoogde emissiereductie te realiseren. Het indicatieve restemissiedoel voor de elektriciteitssector is 13 megaton in 2030; de kans dat dit doel wordt gehaald, is slechts 40 procent. Een van de redenen hiervoor is dat het aandeel hernieuwbare elektriciteit in het elektriciteitsverbruik achterblijft bij de verwachtingen (figuur 1). Zo was de KEV-raming voor 2024 nog dat dit aandeel in 2030 op 72 procent zou uitkomen (PBL, 2024a), in de laatste KEV is dit gedaald naar 60 procent. Deze bijstelling wordt vooral veroorzaakt door de vertraging van projecten voor windenergie op zee. Wind-op-zee komt volgens de KEV uit op circa 10 giga-



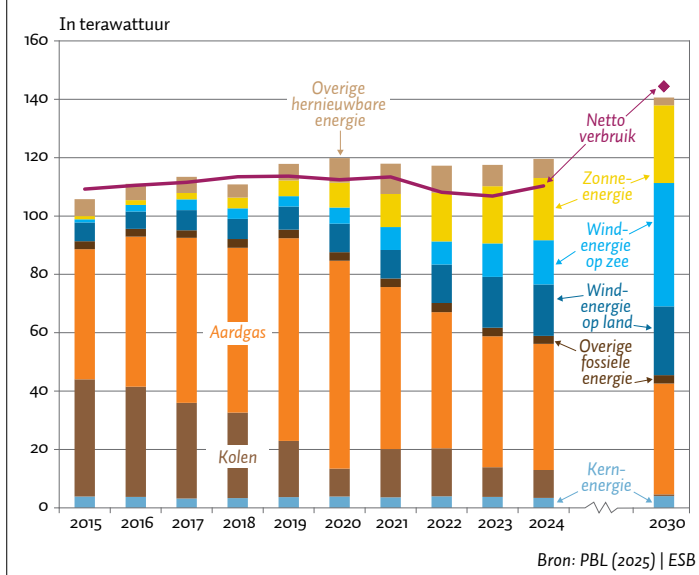
watt in 2030, waar de regering initieel nog uitging van 21 gigawatt rond 2030 (Eerste Kamer, 2022). Inmiddels heeft de minister van Klimaat en Groene Groei (KGG) de planning ook bijgesteld, naar 23 gigawatt in 2033 en een groei vanaf 2036 tot 2040 tot minimaal 30 gigawatt, en afhankelijk van de ontwikkeling van de vraag naar 40 (Tweede Kamer, 2025).

Niet alleen blijft het aanbod van hernieuwbare energie achter, ook de vraag naar elektriciteit in de verschillende sectoren neemt slechts bescheiden toe. De elektriciteitsvraag neemt met een derde toe tussen 2015 en 2030, een toename van 33 terawattuur. Alleen de sector Mobiliteit laat een relatief grote stijging van de elektriciteitsvraag zien vanwege de toename van elektrische voertuigen, van 2 terawattuur in 2015 naar 13 in 2030. In de industrie neemt de vraag in diezelfde periode toe met 12 terawattuur: van 35 naar 47 terawattuur. De industrie is cruciaal in de energietransitie omdat veel elektriciteitsvraag vanuit de industrie komt: 46 procent van de elektriciteitsvraag in 2030 volgens het Nationaal Plan Energiesysteem (MinEZK, 2023). Er zijn echter geen doelstellingen van de overheid voor de elektrificatie van de industrie. Wel gaf de Routekaart Elektrificatie in de Industrie in 2021 aan dat er een potentieel was van 30 tot 80 terawattuur in 2030 (TNO, 2021). Dit potentieel wordt dus slechts beperkt gerealiseerd.

De achterblijvende vraag naar elektriciteit zien we ook terug in de ontwikkeling van de productie van groene waterstof. Het nationale doel was om in Nederland in 2030 circa 4 gigawatt aan elektrolyse-

Elektriciteitsproductie per bron en elektriciteitsverbruik

FIGUUR 1



capaciteit te realiseren (Tweede Kamer, 2023), goed voor ongeveer 40 petajoule aan waterstofproductie. Met de laatste inzichten uit de KEV is het beeld nu dat er in 2030 een vraag is van ruim 8 petajoule groene waterstof en een productie binnen Nederland van ruim 7 petajoule, aanzienlijk minder dan de ambitie.

De energietransitie gaat dus beduidend langzamer dan eerder was gepland. Het aanbod van duurzame elek-

triciteit blijft achter, de elektrificatie van de energievraag verloopt moeizaam en de productie en het verbruik van groene waterstof laten slechts een bescheiden groei zien.

Vier problemen

Er zijn verschillende redenen waarom de transitie in de elektriciteitssector traag verloopt.

Hernieuwbare businesscase onder druk

Ten eerste staat de businesscase voor wind-op-zee onder druk. Bij de tender voor IJmuiden Ver Alpha en Beta schreven er slechts twee partijen in per kavel (RVO, 2025a), aanmerkelijk minder dan bij eerdere tenders. De daaropvolgende tender voor Nederwiek I-A trok zelfs geen enkele inschrijving (RVO, 2025b). Ook in het Verenigd Koninkrijk, Duitsland en Denemarken zijn recente aanbestedingen mislukt omdat er geen inschrijvingen waren (Brussels Signal, 2024; Oxford Institute, 2024; OffshoreWind.biz, 2025).

Een van de redenen waarom nieuwe wind-op-zee-projecten onder druk staan, zijn de periodes van zeer lage of zelfs negatieve elektriciteitsprijzen. Windenergie kent niet of nauwelijks marginale kosten; zodra de turbines draaien, kost elke extra opgewekte kilowattuur nauwelijks iets. Dit drukt de prijzen op elektriciteitsmarkten, waar stroom wordt verhandeld tegen marginale kosten. Het effect wordt versterkt omdat nieuw aanbod van zonne- en windenergie op hetzelfde moment elektriciteit produceert als de al bestaande windparken en zonne-installaties. Hierdoor zullen de opbrengsten per megawattuur van windparken nog verder afnemen als de opwek van hernieuwbare elektriciteit uit wind toeneemt. Voor zonne-energie zien we dit effect duidelijk in het prijsverloop over de dag, waarbij in periodes zoals de zomer de prijzen overdag zeer laag of negatief kunnen worden. Daarnaast is er onvoldoende vraag naar elektriciteit omdat elektrificatie in de industrie achterblijft. Deze combinatie van factoren zorgt ervoor dat nieuwe aanbieders van windparken geen partijen kunnen vinden om contracten voor langetermijn-afname mee te sluiten (Rooijers, 2025), en al helemaal niet tegen acceptabele prijzen.

Tegelijkertijd zijn de investeringskosten van windenergie de laatste jaren gestegen (MinEZK, 2024). Dit komt door de hoge inflatie na de inval van Rusland in Oekraïne, de gestegen rente waardoor de kosten van financiering zijn opgelopen, verstoringen van toeleveringsketens, de grootte en complexiteit van turbines en de toenemende afstand tot de kust waardoor windmo-

lens in dieper water moeten worden geïnstalleerd. Ook de kosten voor de aansluiting van windparken en de verbinding met het land zijn de laatste jaren fors gestegen.

Problematiek rondom regelbaar vermogen

Ten tweede staat de businesscase voor regelbaar vermogen onder druk. Regelbaar vermogen is elektriciteitsproductie die je naar behoefte kunt op- of afschalen, zoals gascentrales. In een elektriciteitssysteem met een hoog aandeel variabele en onzekere elektriciteit is regelbaar vermogen belangrijk om de fluctuaties in de productie van zon en wind op te kunnen vangen. Naarmate er meer zon en wind in de elektriciteitsmix komt, neemt het aantal draaiuren van dergelijke centrales, zoals gascentrales, echter af. Ook ontstaan er grotere verschillen tussen jaren waarin er slechts beperkt een beroep zal worden gedaan op de centrales en jaren waarin het aantal draaiuren hoog uitvalt. Dit maakt investeringen in nieuwe centrales en in groot onderhoud onaantrekkelijk omdat het rendement op de investering een aanzienlijke onzekerheid kent (TenneT, 2025). De consensus in de literatuur is dat dit tot onvoldoende investeringen zal leiden bij risicomijdende bedrijven (Petitet et al., 2017).

Zonder voldoende regelbaar vermogen stagneert de energietransitie omdat de markt een verdere groei van hernieuwbare bronnen niet kan accommoderen. Zelfs met meer opslag van elektriciteit in batterijen, sturing van de vraag naar elektriciteit en uitwisseling van elektriciteit over een groter gebied blijft regelbaar vermogen cruciaal, vanuit kosten oogpunt en om tijdens *Dunkelflauten* – langere periodes zonder zon en wind – de leveringszekerheid te kunnen waarborgen.

Achterblijvende vraag uit de industrie

Ten derde blijft de vraag naar duurzame elektriciteit vanuit de industrie achter bij de eerdere verwachtingen. Dit heeft meerdere oorzaken. De energieprijzen in Europa zijn relatief hoog vergeleken met andere regio's zoals de VS, wat de concurrentiepositie verzwakt (Draghi, 2024). De Nederlandse prijzen zijn binnen Europa extra hoog, vooral door hoge en toenemende netkosten en een relatief hoge energiebelasting (zowel op gas als op elektriciteit) voor grootverbruikers (Stratgy&, 2025). Daar staan weliswaar de nodige subsidies tegenover, maar tot nu toe zijn de maatwerkafspraken – afspraken tussen het Ministerie van KGG en energie-intensieve bedrijven om de emissies te reduceren – geen groot succes.

Netcongestie

Een van de meest acute problemen is, tot slot, de netcongestie: een te hoge vraag naar of aanbod van elektriciteit op het net. In een groot deel van het land zijn er wachtrijen voor nieuwe aansluitingen op het elektriciteitsnetwerk (Netbeheer Nederland, 2025), zowel voor afnemers (zoals bedrijven, scholen en nieuwe woonwijken) als voor producenten (zoals nieuwe zonneparken). Het huidige elektriciteitsnet is niet ontworpen voor de grootschalige, gedecentraliseerde opwekking van hernieuwbare energie en de toenemende vraag. De uitbreiding van de netcapaciteit blijft achter bij de groei van zowel de opwek- als de vraagcapaciteit.

Oplossingsrichtingen

Er zijn rond de elektriciteitsmarkt drie belangrijke beleidsopties die de energietransitie kunnen versnellen.

Gerichte stimulering van de vraag

In plaats van uitsluitend het aanbod van hernieuwbare energie te subsidiëren – wat bij lage vraag of hoge productie kan leiden tot afschakelen van productie (*curtailment*) en hoge kosten – is het verstandiger om voldoende vraag voor de geproduceerde hernieuwbare elektriciteit te stimuleren, in zijn totaliteit én op de momenten dat die elektriciteit beschikbaar is.

Er zijn verschillende mogelijkheden om de elektriciteitsvraag gericht te verhogen. Een mogelijkheid is om elektrificatie in de industrie te stimuleren zodat er meer vraag komt die kan inspelen op momenten van overvloedige en goedkopere hernieuwbare energie. Beleidsinstrumenten daarvoor zijn bijvoorbeeld de SDE++, de subsidieregeling voor het grootschalig reduceren van CO₂-emissies, en maatwerkafspraken tussen overheid en bedrijven, die het voor grootverbruikers financieel aantrekkelijk maken om te elektrificeren.

Een andere mogelijkheid is om de vraag naar duurzaam geproduceerde producten te stimuleren. Een voorbeeld hiervan is het stimuleren van groen staal – staal dat wordt geproduceerd met een aanzienlijk lagere CO₂-uitstoot dan traditionele methoden – door bij staalproductie een norm te stellen voor een verplicht aandeel groen staal.

Inzetten op flexibiliteit

In een elektriciteitssysteem met veel wind en zon is flexibiliteit belangrijk om de markt op elk moment in evenwicht te kunnen brengen (PBL, 2024b). Dat kan door te sturen op een meer flexibele vraag. Bijvoorbeeld door

hogere flexibilitetsvergoedingen, waarbij afnemers een korting krijgen als ze tijdens piekuren minder elektriciteit afnemen of aanbieden, dan wel door alternatieve contracten met aan tijdsduur of tijdsblok gebonden tarieven (IBO, 2025).

Ook voor kleinverbruikers kan inzet op meer flexibiliteit door bijvoorbeeld dynamische contracten bijdragen aan een efficiënter gebruik van hernieuwbaar opgewekte energie, omdat op momenten met een hoog aanbod de prijs laag zal zijn. Voor individuele huishoudens is het echter vooralsnog over het algemeen niet aantrekkelijk om een dynamisch contract af te sluiten (Imelda et al., 2024). Het stimuleren van dynamische contracten waardoor deze wél financieel aantrekkelijker worden, kan helpen om het aandeel te vergroten.

Een tweede vorm van flexibiliteit is opslag. Batterijen en andere vormen van opslag kunnen bijdragen aan een grotere benutting van de geproduceerde hernieuwbare elektriciteit door deze op te slaan op momenten dat er anders capaciteit van zon of wind zou moeten worden afgeschakeld. TenneT verwacht dat er in 2033 11,4 gigawatt aan batterijen staat (TenneT, 2025), in lijn met wat als nodig wordt gezien om vraag en aanbod te kunnen matchen (CE Delft, 2023).

Een derde mogelijkheid is de uitbreiding van de netwerkverbindingen tussen landen, de interconnectiecapaciteit. Door de internationale verbindingen te versterken, kan Nederland profiteren van de complementariteit van verschillende Europese energiesystemen (Zachmann et al., 2024). Wind op de Noordzee kan bijvoorbeeld compenseren voor zonnige periodes in Zuid-Europa en vice versa. Daarnaast heeft uitbreiding van de interconnectiecapaciteit andere voordelen, zoals minder prijsvolatiliteit, een lagere inzet van fossiele brandstoffen en minder benodigde back-up-capaciteit. Hierdoor nemen de kosten van het Europese elektriciteitssysteem ook af.

Meer flexibiliteit in het energiesysteem is niet alleen belangrijk om beter in te kunnen spelen op de momenten dat er een groot aanbod is van elektriciteit uit wind en zon, het kan ook bijdragen aan een efficiënter gebruik van het elektriciteitsnetwerk. Meer flexibiliteit zorgt ervoor dat vraag en aanbod van elektriciteit op de momenten dat de belasting van het net op zijn hoogst is, af zal nemen. Hierdoor neemt de netcongestie af (IBO, 2025) en zijn er minder investeringen in netverzwaring nodig.

Herziening van de marktinrichting

Het organiseren van een capaciteitsmarkt zou een oplossing kunnen bieden voor de problematiek rond-

om regelbaar vermogen (Duggan, 2020). In een capaciteitsmarkt worden energieproducenten niet alleen betaald voor de energie die ze leveren, maar ook voor het beschikbaar houden van capaciteit. Dit creëert zekerheid voor investeerders in regelbaar vermogen. Capaciteitsmechanismen zijn wel complex en vragen de nodige aandacht voor de details in het ontwerp. Zo zou een capaciteitsmechanisme zich bijvoorbeeld niet moeten beperken tot specifieke oplossingen, maar alle technologieën mee moeten nemen die kunnen helpen om capaciteitstekorten op te lossen. Dit betekent dat naast grote elektriciteitscentrales ook opslag en flexibiliteit aan de vraagkant deel kunnen nemen (Giesbertz, 2024).

Duitsland en VK zijn daadkrachtiger

Duitsland en het Verenigd Koninkrijk voeren een actiever elektriciteitsbeleid dan Nederland, zowel in de organisatie van een capaciteitsmarkt als in het stimuleren van industriële vraag.

Duitsland stimuleert vraag energie

In Duitsland is de *Energiewende* eerder ingezet dan in Nederland, zijn kerncentrales gesloten en manifesteren de problemen rond de elektriciteitsmarkt zich pregnanter. Er wordt vervolgens ook duidelijker richting gekozen dan in Nederland.

Nog meer dan in Nederland is er in Duitsland een mismatch tussen de snelle uitbouw van wind- en zonne-energie en achterblijvende capaciteit van hoogspanningsleidingen (EWI&BET, 2025). De in het voorjaar van 2025 aangetreden regering heeft onlangs een *realitycheck* uitgevoerd, waarin de doelen voor hernieuwbaar opgewekte elektriciteit, de verwachte elektriciteitsvraag en de uitbouw van het net naast elkaar werden gelegd. Omdat de nieuwe regering kosten van de transitie zwaarder weegt, is het doel voor de toename van hernieuwbaar opgewekte elektriciteit neerwaarts bijgesteld (CLEW, 2025). Tegelijkertijd is er besloten tenders voor nieuwe gascentrales uit te schrijven om over voldoende regelbaar vermogen te kunnen beschikken. Van de in totaal nodig geachte 20 gigawatt nieuw gasvermogen zal zo mogelijk tegen het eind van dit jaar minimaal voor 5 gigawatt worden getenderd.

Al eerder was besloten dat alle kosten voor hernieuwbaar opgewekte energie door de staat (via belastingen) worden betaald (hiervoor waren het de gebruikers).

En men blijft proberen door overleg tussen regering en alle belanghebbenden een vorm van coördinatie

van de ontwikkeling van het landelijk energiesysteem tot stand te brengen.

Cruciaal in de Duitse energietransitie wordt het meenemen van de energie-intensieve industrie geacht. Dat is niet zo raar gezien het – maatschappelijk breed gedragen – belang van deze sector voor de Duitse economie en het feit dat de productie hiervan in de periode 2021–2025 met twintig procent is gedaald (Statistisches Bundesamt, 2025). Om deze industrie te steunen gaan de industriële elektriciteitstarieven voor drie jaar met een kwart (5 cent per kilowattuur) omlaag, de maximale staatssteun die door de Europese Commissie is toegestaan. Hiertoe wordt de energiebelasting voor deze bedrijven vrijwel afgeschaft, de uitgaven voor gasopslag worden door de staat overgenomen en de netkosten worden geminimaliseerd. Ook is besloten voor drie jaar een elektriciteitstarief voor de energie-intensieve industrie van 5 cent per kilowattuur in te voeren.

De verlaging van de energiekosten voor burgers, die ook in het Duitse regeerakkoord was afgesproken, wordt om budgettaire reden op de lange baan geschoven. Duitsland kiest er als industrienatie dus voor om de industrie bij tarieven en heffingen te ontzien, ook als kleinverbruikers dat moeten betalen.

Verenigd Koninkrijk organiseert capaciteitsmarkt

In het VK is het debat anders. De huidige Labourregering is medio 2024 aan de macht gekomen met grote beloftes inzake energie- en klimaatbeleid. Centraal daarin stond dat de elektriciteitsvoorziening al in 2030 koolstofvrij moet zijn, dus eerder dan in Nederland.

De ondersteuning van koolstofvrije elektriciteit vindt hier plaats middels *contracts-for-difference*, waarbij de elektriciteitsproducent een vaste, via veiling bepaalde prijs ontvangt – de *strike price*. Als de marktprijs lager is, ontvangt de producent subsidie en als de marktprijs hoger is, betaalt de producent het verschil aan de overheid. Dit systeem geeft zekerheid voor de producent en wordt volgens afspraak in de Europese Unie vanaf uiterlijk 2027 ook in Duitsland en Nederland ingevoerd. Maar het lost niet alle problemen op. Vooral de extra wind-op-zee zorgt daarbij voor hoofdbrekens, omdat de voorlaatste veiling voor extra capaciteit voor wind-op-zee mislukt was (Oxford Institute, 2024). In augustus is een nieuwe veilingronde gestart met langere subsidieduur en lagere vergunningseisen, in de hoop dat nog meer aanbod van wind-op-zee zal volgen. Dat is ook nodig, anders wordt het gestelde doel onbereikbaar.

Sinds 2014 bestaat er in het VK al een capaciteitsmarkt, waarin de nodig geachte capaciteit (of gegarandeerde afname van verbruik) één en vier jaar vooruit wordt geveild. Deze is 'technologie-neutraal', dat wil zeggen dat gegarandeerde productie, afschaling van de vraag en een gegarandeerde afzet van productie in het buitenland, inclusief gebruik van de internationale netten, mee mogen spelen. Onlangs werd deze markt geëvalueerd, waarbij de conclusie was dat de rationale ervan belangrijk is dan ooit (Department for ESNZ, 2024).

De industrie speelt ook in het VK een rol, maar anders dan in Duitsland. De de-industrialisatie heeft er allang plaatsgevonden, en de industriële elektriciteitsprijzen zijn er ook veel hoger. Het industriedebat in het VK gaat vooral om de bevordering van nieuwe industrie (waaronder de bouw van kleine kerncentrales) en daarnaast het redden van enkele resterende energie-intensieve bedrijven, zoals de laatste staalfabrieken.

Conclusie

Elektriciteit moet de ruggengraat van het Nederlandse energiesysteem worden, maar de transitie verloopt minder snel dan voorzien. Op alle fronten – uitbreiding van netten, toename van hernieuwbare elektriciteit en vraag naar elektriciteit – zijn er problemen. Deze hangen ook samen: investeringen in hernieuwbaar aanbod zijn onzekerder als de vraag niet gegarandeerd is. De onzekerheid over de vraag hangt vooral samen met de onduidelijkheid over de toekomst van de energie-intensieve industrie: men aarzelt met investeringen. In de landen om ons heen – zoals Duitsland en het Verenigd Koninkrijk – is dit niet veel anders. Zeker is echter wel welke stappen noodzakelijk zijn om de energietransitie te versnellen. Nederland aarzelt daarbij meer dan zowel Duitsland als het VK.

Literatuur

- Brussels Signal (2024) *Largest tender process for offshore wind in Danish history ends in failure*. Nieuwsbericht op brusselsignal.eu, 6 december.
- CBS (2025) *Energiebalans; aanbod en verbruik, sector*. CBS Statistiek, 18 juli.
- CE Delft (2023) *Beleid voor grootschalige batterijen en opweknetcongestie*. CE Delft Rapport, 23.220493.148.
- CLEW (2025) *Stakeholders say German gov't drawing questionable conclusions from energy transition 'reality check'*. Artikel op www.cleanenergywire.org, 16 september.

- Department for ESNZ (2024) *Capacity market: 10-year review*. Department for Energy Security & Net-Zero, 16 december. Te vinden op www.gov.uk.
- Draghi, M. (2024) *The future of European competitiveness*. Europese Commissie Rapport, september. Te vinden op commission.europa.eu.
- Duggan, J.E. (2020) *Capacity market mechanism analyses: A literature review*. *Current Sustainable/Renewable Energy Reports*, 7(4), 186–192.
- Eerste Kamer (2022) *Aanvullende routekaart windenergie op zee 2030*. Kamerbrief Ministerie van Economische Zaken en Klimaat, DGKE-E / 22235501.
- EWI&BET (2025) *Energiewende. Effizient. Machen. – Monitoringbericht zum Start der 21. Legislaturperiode*. Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln, september. Te vinden op www.bundeswirtschaftsministerium.de.
- Giesbertz, P. (2024) *Wel of geen capaciteitsmarkt?* Opinie op energiea.nl, 10 juni.
- IBO (2025) *Schakelen naar de toekomst: IBO bekostiging elektriciteitsinfrastructuur*. IBO Publicatie. Te vinden op www.algemenebestuursdienst.nl.
- Imelda, M. Fripp en M.J. Roberts (2024) *Real-time pricing and the cost of clean power*. *American Economic Journal: Economic Policy*, 16(4), 100–141.
- MinEZK (2023) *Nationaal Plan Energiesysteem*. Ministerie van Economische Zaken en Klimaat Publicatie, 1 december. Te vinden op www.rijksoverheid.nl.
- MinEZK (2024) *Offshore Wind Energy Market Study – Implications for Tender IJmuiden Ver Gamma and Nederwiek I*. Ministerie van Economische Zaken, april. Te vinden op www.rvo.nl.
- Netbeheer Nederland (2025) *Stand van de uitvoering*. Rapport te vinden op www.netbeheernederland.nl, oktober.
- OffshoreWind.biz (2025) *Germany's 2.5 GW offshore wind tender fails to attract bids*. Artikel op www.offshorewind.biz, 6 augustus.
- Oxford Institute (2024) *Contracts for difference: The instrument of choice for the energy transition*. The Oxford Institute for Energy Studies. OIES Paper, ET34.
- PBL (2024a) *Klimaat- en Energieverkenning 2024*. PBL Publicatie, 5490.
- PBL (2024b) *Trajectverkenning klimaatneutraal 2050: Trajecten naar een klimaatneutrale samenleving voor Nederland in 2050*. PBL Publicatie, 5093.
- PBL (2025) *Klimaat- en Energieverkenning 2025*. PBL Publicatie, 5692.
- Petitot, M., D. Finon en T. Janssen (2017) *Capacity adequacy in power markets facing energy transition: A comparison of scarcity pricing and capacity mechanism*. *Energy Policy*, 103, 30–46.
- Rooijers, E. (2025) *Bouw nieuwe windparken dreigt volledig stil te vallen, vreest sector*. *Het Financieel Dagblad*, 2 juni.
- RVO (2025a) *Vergunningen windparken IJmuiden Ver Alpha en Beta*. Rijksdienst voor Ondernemend Nederland Bericht, 8 september.
- RVO (2025b) *Vergunning windpark Nederwiek I-A*. Rijksdienst voor Ondernemend Nederland Bericht, 4 december.
- Statistisches Bundesamt (2025) *Bedeutung der energieintensiven Industriezweige in Deutschland*. Statistisches Bundesamt.
- Strategy& (2025) *Speelveldtoets 2025: Internationale vergelijking klimaatbeleid*. Strategy& Rapport, april. Te vinden op www.rijksoverheid.nl.
- TenneT (2025) *Monitor Leveringszekerheid 2025*. TenneT Rapport, EPN-2025-022.
- TNO (2021) *Elektrificatie: cruciaal voor een duurzame industrie: Routekaart Elektrificatie in de Industrie*. TNO, DNV en TKI Energie en Industrie.
- Tweede Kamer (2023) *Kabinetssanpak Klimaatbeleid*. Kamerstuk, 32813, nr. 1291.
- Tweede Kamer (2025) *Het Windenergie Infrastructuurplan Noordzee*. Kamerbrief, DGKE-DRE / 99614154.
- Zachmann, G., C. Batlle, F. Beaudé et al. (2024) *Unity in power, power in unity: why the EU needs more integrated electricity markets*. Policy Brief op www.bruegel.org, 14 februari.

De energietransitie vereist adaptieve wetgeving

De ontwikkelingen rondom de energietransitie gaan vaak sneller dan de wetgeving. Hoe kan de wetgever effectief inspelen op de snel veranderende energiemarkt en zo de energietransitie faciliteren?

IN HET KORT

- Gebrek aan flexibiliteit in de huidige wetgeving belemmert de energietransitie.
- Adaptieve wetgeving kan wel omgaan met de snelheid en complexiteit van de energietransitie.
- Adaptieve wetgeving steunt vaak meer op principes in plaats van sterk prescriptieve regels.

LEONIE REINS

Hoogleraar aan de Erasmus Universiteit Rotterdam (EUR)

RONALD

HUISMAN

Hoogleraar aan de EUR

Het bereiken van netto nul CO₂-uitstoot in 2050 – het klimaatdoel van de Europese Unie – vereist een snelle en ongeken- de transformatie van de energiesystemen. Begrijpelijkerwijs richt de aandacht zich veelal op de technologische innovatie en de infrastructurele veranderingen die de energietransitie vereist. Maar er is ook een parallelle transformatie nodig die minder aandacht krijgt: de transformatie van de wettelijke en regelgeven- de kaders die energiesystemen beheersen.

Bestaande wetten en instellingen die energiemarkten, investeringen en infrastructuur structureren, zijn gebouwd voor een stabiel, gecentraliseerd, op fossiele brandstoffen gebaseerd energiesysteem. Maar ze dreigen nu barrières te worden voor innovatie en flexibiliteit, wat de nodige investeringen belemmert. Zo werd de salderingsregeling in 2004 geïntroduceerd om particulieren te stimuleren zonnepanelen aan te schaffen toen deze technologie nog duur en relatief onbekend was. Door alle opgewekte stroom te mogen salderen met verbruik, werden zonnepanelen financieel aantrekkelijk zonder complexe administratie. Deze regeling was effectief in een tijd van lage penetratie van hernieuwbare energie.

Maar de groei leidde tot problemen. Wanneer miljoenen huishoudens tegelijk op zonnige dagen stroom terugleveren, ontstaat overbelasting van het elektriciteitsnet. Zo geeft Netbeheer Nederland (2024) aan dat de regeling geen prikkel geeft om zelf opgewekte energie direct te gebruiken, waardoor de druk op het net toeneemt. Het probleem in de huidige fase van de transitie is dat de context veranderd is. Terwijl de salderingsregeling oorspronkelijk bedoeld waren om een kleine groep ‘early adopters’ te stimuleren, gaan ze nu op voor miljoenen huishoudens met zonnepanelen en ontstaan er druk op het net. Om de uitstootdoelstellingen te halen, moeten wettelijke kaders adaptiever worden en beter kunnen inspelen op snelle technologische, economische en sociale veranderingen.

In dit artikel bespreken we waarom het reguleren van de energietransitie bijzonder moeilijk is en stellen we dat meer adaptieve wetgeving noodzakelijk is.

Een super-wicked probleem

De energietransitie is een *super-wicked* probleem (Levin et al., 2012) met vier bepalende kenmerken. Ten eerste dringt de tijd. Voortdurende investeringen in koolstofintensieve energie-infrastructuur leggen toekomstige emissies vast, waardoor de transitie duurer en complexer wordt. Hoe meer tijd verstrijkt, hoe disruptiever en urgenter de verschuiving zal worden.

Ten tweede proberen de partijen die het probleem veroorzaken, het ook op te lossen. Overheden, bedrijven en andere actoren die historisch bijdroegen aan de afhankelijkheid van fossiele brandstoffen, spelen nu een centrale rol bij het realiseren van de energietransitie. De energie-, transport- en industriële sector – die tot de grootste bijdragers aan klimaatverandering behoren (Reins en Verschuuren, 2022) – zijn ook belangrijke sectoren voor technologische innovatie en inspanningen om de CO₂-uitstoot te verminderen.

Ten derde is de centrale autoriteit zwak of gefragmenteerd, omdat de governance van de energietransitie

op lokaal, nationaal en internationaal niveau speelt. Er is geen enkele autoriteit die deze transitie coördineert. Het internationaal recht blijft op dit gebied relatief soepel, met klimaat- en energiebeheer dat wordt gekenmerkt door niet-bindende doelstellingen, nalevingsprocedures in plaats van bindende geschillenmechanismen, en “zeer informele vormen van samenwerking” (Klabbers, 2017). Zelfs op nationaal en sub-nationaal niveau hebben energieregulators vaak geen volledige controle over de beslissingen die nodig zijn om de transitie te stimuleren (Levin et al., 2012).

Ten vierde vertraagt irrationele discontering de actie. Dit is duidelijk zichtbaar in langetermijndoelen zoals netto nul in 2050. Hoewel dergelijke doelen belangrijk zijn, bestaat het risico dat beleidsmaatregelen op korte termijn achterblijven. IPCC (2018) waarschuwt dat de huidige nationale verplichtingen onvoldoende zijn om de 1,5 °C-doelstelling te halen, en zelfs het bereiken van 2° C zou “een snelle versnelling van mitigatie-inspanningen na 2030” vereisen.

Deze vier kenmerken vormen samen een vicieuze cirkel die daadkrachtig handelen belemmert. Tijdsdruk vraagt om snelle actie, maar diezelfde urgentie wordt ondermijnd omdat de vervuilers zelf de transitie moeten leiden, er geen sterke centrale regie is en langetermijndoelen het gemakkelijk maken om moeilijke beslissingen uit te stellen. Het gevolg is dat, ondanks brede erkenning van het probleem, concrete actie blijft achterlopen bij de retoriek.

Recht loopt achter op technologie

De complexiteit van de transitie maakt dat juridische kaders moeite hebben om gelijke tred te houden met de technologische ontwikkelingen in de energiesector. Het Collingridge Dilemma vat deze dynamiek samen: in een vroege fase van technologische ontwikkeling maken kennislacunes regulering lastig, terwijl technologieën tegen de tijd dat de gevolgen duidelijk worden, vaak al zo ingeburgerd zijn dat ingrijpen politiek of economisch kostbaar is (Collingridge, 1980). Waterstof en hydraulisch fractureren zijn slechts enkele voorbeelden waarbij “onvoldoende, tegenstrijdige of verwarrende gegevens” duidelijke juridische richtlijnen in de weg staan (Laurie et al., 2012). Voor risicovollere technologieën zoals koolstofdioxideverwijdering en zonnestralingsbeheer blijft regulering achter omdat wetenschappelijke onzekerheden en potentieel grote maatschappelijke gevolgen het moeilijk maken om duidelijke, politiek haalbare juridische kaders vast te stellen (Hester en Williams, 2022).et

probleem strekt zich ook uit tot meer ‘volwassen’ duurzame technologieën (IPCC, 2022).

Padafhankelijkheid

Ook de padafhankelijkheid van het rechtssysteem beperkt het vermogen om een geïntegreerde, toekomstgerichte energietransitie te stimuleren. Zo blijft het energierecht grotendeels probleemgestuurd en sector-specifiek (Huhta, 2024): in plaats van bestaande kaders fundamenteel te herzien, wordt er gekozen voor oplossingen die het meest lijken op bestaande praktijken of eerdere keuzes (Kirk et al., 2007). Deze gefragmenteerde aanpak versterkt bestaande institutionele silo's en vertraagt de ontwikkeling van geïntegreerde oplossingen. Het EU-energierecht richt zich bijvoorbeeld vaak op individuele technologieën of brandstoffen – zoals de richtlijn voor het afvangen en opslaan van CO₂ (CCS) of de waterstofstrategie – in plaats van een alomvattend, op principes gebaseerd kader te bieden.

Ook nationale voorbeelden illustreren de padafhankelijkheid. In Nederland staat de huidige energiewet voor windparken alleen zelfstandige netaansluitingen op zee toe. Voor de aansluiting van de op zee opgewekte elektriciteit op het landelijke net is nauwelijks aandacht. Andere opwekkingsvormen, zoals drijvende zonneparken of golfenergie, kunnen slechts aangesloten worden via bestaande infrastructuur die voor wind is ontworpen. Dit beperkt het concurrentievermogen, omdat andere opwekkingsvormen op zee hun opgewekte stroom alleen aan land kunnen krijgen in samenwerking met of als onderdeel van een windmolenpark. Daarnaast beperkt dit het aanbod, omdat extra aanbod over bestaande netten gelimiteerd wordt door de capaciteit van netten die eerder alleen voor windparken werden aangelegd (Hofstra et al., 2022).

Adaptieve wetgeving

Om uitdaging rondom het soort probleem, het achterlopen op de technologie en de padafhankelijkheid op te lossen, is adaptieve wetgeving nodig. Dit is de ontwikkeling van flexibele, responsieve en evoluerende juridische kaders, die zich aan kunnen passen aan sociale, economische, technologische en milieuomstandigheden, maar daarbij wel de spanning moeten bewaken tussen noodzakelijke wendbaarheid en het behoud van voldoende rechtszekerheid. Traditionele wetgevingsprocessen resulteren vaak in rigide wetten die verouderd kunnen raken of niet meer geschikt zijn voor nieuwe realiteiten, met name in snel veranderende sectoren zoals energie.

Adaptieve wetgeving daarentegen omarmt dynamiek en veerkracht door te werken met continue feedback en iteratieve bijsturing. Instrumenten zoals horizonbepalingen, periodieke evaluaties of pilotprogramma's stellen wetgevers in staat de effecten van regelgeving te monitoren en tijdig aan te passen. Het wetgevingsproces erkent daarmee dat het onmogelijk is om alle toekomstige ontwikkelingen in de energietransitie te voorzien op het moment dat een wet wordt opgesteld, en moet ruimte laten voor toekomstige ontwikkelingen.

Bovendien steunt adaptieve wetgeving vaak op principes in plaats van sterk prescriptieve regels. Door brede doelstellingen en waarden (zoals veiligheid, betaalbaarheid, systeemflexibiliteit, innovatie en gelijkheid) te formuleren in plaats van gedetailleerde technische vereisten, kunnen wetten richtlijnen bieden die toepasbaar blijven in een reeks onvoorziene scenario's. Toezichthouders en rechtbanken spelen vervolgens een cruciale rol bij het interpreteren en toepassen van deze principes in specifieke contexten. België doet dit bijvoorbeeld via een tweejaarlijkse adequaatheids- en flexibiliteitsanalyse voor de netbeheerder, die het elektriciteitssysteem voortdurend afstemt op veranderende omstandigheden (Gorenstein Dedecca et al., 2025). Denemarken creëert vergelijkbare flexibiliteit door de verplichting te versoepelen dat elke energie-aggregator verbonden moet zijn met een retailer of balansverantwoordelijke, waardoor een breder aanbod aan flexibiliteitsdiensten mogelijk wordt (Gade et al., 2022). En in de EU worden waterstofprojecten bijvoorbeeld vaak mogelijk gemaakt door middel van tijdelijke, flexibele regelgevingsomgevingen die zijn ontworpen om te testen en te leren (Mete en Reins, 2020).

Omdat adaptieve wetgeving doorgaans een hoge mate van betrokkenheid van belanghebbenden en interdisciplinaire input vereist, draagt de aanpak eraan bij dat diverse perspectieven en expertise het wetgevingsproces beïnvloeden. Dit maakt de kans groter dat wetten meebewegen met de ontwikkelingen van de transitie.

Conclusie

De uitdagingen rondom de energietransitie laten zien waarom traditionele wetgeving voor die transitie ontoereikend is. Adaptieve wetgeving biedt een zinlijk pad voor de energietransitie en maakt flexibele, dynamische en geïntegreerde juridische kaders mogelijk die gelijke tred kunnen houden met de snelheid en complexiteit van de transitie. Zonder dergelijke juridische innovatie bestaat het reële risico dat zelfs de beste technologische

oplossingen vastlopen door verouderde bestuursstructuren. Het bereiken van netto-nuluitstoot vereist niet alleen een nieuw energiesysteem, maar ook een nieuwe juridische mentaliteit.

Hoewel energie-, klimaat- en milieuproblemen steeds meer met elkaar verbonden zijn, zoals bijvoorbeeld blijkt uit het *planetary boundaries framework* (Rockström et al., 2009), worden ze vaak als afzonderlijke domeinen behandeld (Woolley, 2021). Zonder grotere regelgevende integratie zullen juridische kaders blijven worstelen met het scala aan uitdagingen van de transitie.

Literatuur

- Collingridge, D. (1980) *The social control of technology*. New York: St. Martin's Press.
- Gade, P.A.V., T. Skjøtskift, H.W. Bindner en J. Kazempour (2022) Eco-system for demand-side flexibility revisited: the Danish solution. *The Electricity Journal*, 35(9), 107206.
- Gorenstein Dedecca, J., M. Ansarin, C. Bene et al. (2025) *Increasing the flexibility in the EU energy system: Technologies and policies to enable the integration of renewable electricity sources*. European Parliament Policy Department for Transformation, Innovation and Health, maart. Te vinden op www.europarl.europa.eu.
- Hester, T. en K. Williams (2022) Greenhouse gas removal. In: L. Reins en J. Verschuuren (red.), *Research Handbook on Climate Change Mitigation Law*. Cheltenham: Edward Elgar, p. 502–526.
- Hofstra, J., K. van der Leun, S. Brosschot en E. Smit (2022) *Integratie van duurzame bronnen op zee: Markontwikkelingen van golfenergie en zon op zee naast wind op zee*. Common Futures, Rapport, december.
- Huhta, K. (2024) The disciplinary foundations of energy law. In: K. Talus (red.), *A research agenda for international energy law*. Cheltenham: Edward Elgar, p. 7–24.
- IPCC (2018) *Global warming of 1.5 °C*. Intergovernmental Panel on Climate Change, Special Report.
- Kirk, E.A., A.D. Reeves en K.L. Blackstock (2007) Path dependency and the implementation of environmental regulation. *Environment and Planning C: Politics and Space*, 25(2), 250–268.
- Klabbers, J. (2017) *International law*, 2e editie. Cambridge: Cambridge University Press.
- Laurie, G., S.H.E. Harmon en F. Arzuaga (2012) Foresighting futures: Law, new technologies, and the challenges of regulating for uncertainty. *Law, Innovation and Technology*, 4(1), 1–33.
- Levin, K., B. Cashore, S. Bernstein en G. Auld (2012) Overcoming the tragedy of super wicked problems: constraining our future selves to ameliorate global climate change. *Policy Sciences*, 45(2), 123–152.
- Mete, G. en L. Reins (2020) Governing new technologies in the energy transition: The hydrogen strategy to the rescue? *Carbon & Climate Law Review*, 14(3), 210–231.
- Netbeheer Nederland (2024) *Coalitie van brancheverenigingen roept op: Eerste kamer, bouw salderingsregeling af*. Nieuwsbericht, 31 januari.
- Reins, L. en J. Verschuuren (2022) Climate change mitigation and the role of law. In: L. Reins en J. Verschuuren (red.), *Research Handbook on Climate Change Mitigation Law*. Cheltenham: Edward Elgar, p. 2–16.
- Rockström, J., W. Steffen, K. Noone et al. (2009) A safe operating space for humanity. *Nature*, 461, 472–475.
- Woolley, O. (2021) Reflection 6: Regime inconsistency. In: B. Mayer en A. Zahar (red.), *Debating climate law*. Cambridge: Cambridge University Press, p. 398–411.

Energietransitie maakt Nederland geopolitiek kwetsbaar

De kwetsbaarheid van de Europese en Nederlandse energievoorziening moet hoog op de politieke agenda staan. Het conflict met Rusland heeft de verminderde voorzieningszekerheid zichtbaar gemaakt. Maar ook de toegenomen elektrificatie en een intensieve vervlechting van het energiesysteem in Nederland en met de buurlanden zorgt voor een grotere kwetsbaarheid.

Om een plotselinge onderbreking te kunnen voorkomen of op te vangen, is de Wet weerbaarheid kritieke entiteiten (Wwke), in navolging van de Europese richtlijn *Critical Entities Resilience* van eind 2022, in de maak. Hierin moeten noodmaatregelen worden geregeld in geval van een onderbreking. De aandacht is hierbij niet alleen gericht op kwetsbaarheden van het buitenlandse energie-aanbod maar ook op binnenlandse systeemflexibiliteit, opslag en transport van energie.

Maar er is meer nodig. Om voor te bereiden op een mogelijk conflict moeten we eisen stellen aan de weerbaarheid van het energiesysteem en kritieke infrastructuur. Bij de opstelling van de Europese richtlijn in 2022 dacht men nog dat de zwakke punten van het fossiele energiesysteem konden worden opgelost door de energietransitie te versnellen. Drie jaar later is echter duidelijk dat dat onze kwetsbaarheden niet geheel opgelost.

De nieuwe energie-technologieën komen met nieuwe kwetsbaarheden, zoals een voorzieningszekerheidsrisico omdat vooral China mineralen verwerkt en zeldzame aarden produceert die noodzakelijk zijn voor deze systemen. De Chinese dominantie in nieuwe energietechnologie is een punt van zorg met de grimmige geopolitieke situatie. Door de toename van het gebruik van elektronica bij het beheer van het energiesysteem, wordt het systeem ook kwetsbaarder voor cyberaanvallen. Sabotagemogelijkheden zijn toegenomen voor windparken op zee en de verbindingen naar de kust. De black-out van Spanje en Portugal in april 2025 was een waarschuwing voor deze nieuwe risico's (ICS, 2025).

Ook staat de versterking van weerbaarheid in het teken van de toegenomen militaire dreiging vanuit Rusland en het leren van



COBY VAN DER LINDE

Senior fellow bij het Centre for
International Energy Policy

Oekraïne hoe het omgaat met deze nieuwerwetse aanvallen op kritieke infrastructuur. Het is niet onbelangrijk om te constateren dat militaire apparatuur vaak nog erg afhankelijk is van olieproducten.

Het stadium van transitie waarin het energiesysteem zich nu bevindt, combineert tal van kwetsbaarheden van het oude en het nieuwe systeem tot grotere risico's dan voorheen. Het nieuwe energiesysteem staat nog in de kinderschoenen: ondanks de succesvolle expansie van zonnepanelen en wind op zee in de afgelopen jaren blijven thermische centrales – afhankelijk van vooral aardgasimport – voorlopig nog belangrijk om stroom te leveren als de zon niet schijnt en de wind niet waait. Industriële warmte, warmte voor

de gebouwde omgeving en transport is nog vooral gebaseerd op olie en aardgas. De VS heeft Rusland hier afgelost als belangrijkste energie-exporteur naar Nederland, vooral lng, maar ook de olie-export steeg vanaf 2023 (CBS, 2025). Hiermee is echter de diversificatie, en daarmee de afhankelijkheid van een andere mogendheid, niet veel verbeterd.

De geopolitieke risico's komen in een gevoelige fase van de energietransitie in Nederland met een overvol elektriciteitsnet, amper investeringen in elektrolyse en nog onvoldoende nieuwe opslagmogelijkheden ten behoeve van de systeemflexibiliteit. Ook met oog op de Europese en Nederlandse weerbaarheid verdient het aanpakken van deze transitieproblemen prioriteit. Met een optelsom aan kwetsbaarheden zullen bij ontstentenis van oplossingen op de kortere termijn olie en gas systeemfuncties moeten blijven vervullen, totdat de vraag naar koolstofarme energiedragers, het (variabele) aanbod ervan en transport en opslag verder zijn ontwikkeld tot een robuust systeem.

Literatuur

CBS (2025) Nederland afhankelijker van energie uit VS, minder van Rusland. CBS artikel, 3 juli.

ICS (2025) *Grid Incident in Spain and Portugal on 28 April 2025*. ICS Investigation Expert Panel. Rapport, 3 oktober. Te vinden op www.entsoe.eu.

Duurzaam aanbod vergroten

Hoe zorgen we voor voldoende
aanbod van duurzame energie,
ook op de momenten dat er
weinig opgewekt wordt?

Meer wind op zee is een ingewikkeld coördinatieprobleem

Windenergie op zee kan voorzien in een groot deel van de Nederlandse energiebehoefte. Vooralsnog komen er nog onvolgende windparken van de grond. Hoe komt dit? En wat kan eraan gedaan worden?

- Wind op zee gaat een steeds grotere rol spelen in de Nederlandse energievoorziening.
- De uitbouw wordt echter beperkt door onzekerheden over regelgeving, internationale afstemming en coördinatieproblemen.
- Nieuwe investeringen vergen duidelijkheid over het marktmodel, subsidies en risicobeheersing, en netbekostiging.

LAURENS DE VRIES

Hoogleraar aan de Technische Universiteit Delft (TU Delft)

KENNETH BRUNINX

Universitair hoofddocent aan de TU Delft

YULIA SERGEEVA

Promovenda aan de Rijksuniversiteit Groningen

Windenergie op de Noordzee kan in een groot deel van de energiebehoefte van Nederland en andere Noordzeelanden voorzien (Rijksoverheid, 2023).

De opwekking ervan is daarmee van groot belang voor de energietransitie (CLO, 2025) en de strategische onafhankelijkheid van Nederland en Europa. De rol van windenergie in de Nederlandse energiehuishouding neemt dan ook toe. In 2015 was windenergie goed voor 7 procent van de Nederlandse elektriciteitsproductie; inmiddels is dat 37 procent, waarvan ongeveer de helft afkomstig is van wind op zee (CBS, 2025a; 2025b).

De investeringsopgave blijft echter immens: alleen al voor de offshore energie-infrastructuur zijn tientallen miljarden nodig (Rijksoverheid, 2025). Die investeringen komen moeizaam van de grond, waardoor de energietransitie vaart kan verliezen. Zo mislukken de laatste tijd aanbestedingen in het buitenland, en moet het kabinet opnieuw met subsidie bijspringen, terwijl dat de afgelopen jaren niet meer nodig leek (NOS, 2025).

In dit artikel bespreken we wat er nodig is om wind op zee verder te stimuleren. Het economisch model zou daarbij moeten zijn om offshore energiehubbs met afzonderlijke prijszones te vormen. Dit zorgt ervoor dat de beschikbare elektriciteit stroomt naar de landen met de hoogste prijzen. Dat is het meest efficiënt en maximaliseert de maatschappelijke waarde (kader 1).

Ketencoördinatie

Bij de overstap naar duurzame energie bestaat een coördinatieprobleem: elektrificatie rendeert pas wanneer er voldoende goedkope, duurzame elektriciteit beschikbaar is. Tijdens de transitie moet het duurzame aanbod dus vooroplopen op de vraag. Momenteel leiden de periodieke overschotten van duurzame elektriciteit echter tot zeer lage prijzen op die momenten, waardoor de opbrengsten van windenergie dalen. De elektrificatie van industrie en kleinere verbruikers zou deze overschotten moeten absorberen, maar blijft achter omdat de gemiddelde prijzen, ondanks de goedkope overschotten, te hoog blijven om investeringen uit te lokken.

De Europese Commissie zag Power Purchase Agreements (PPA's) – bilaterale private langetermijncontracten voor duurzame elektriciteit – als een belangrijke oplossing voor het coördinatieprobleem. PPA's zouden investeerders duidelijkheid geven over de toekomstige vraag en zo de financiering van windparken vergemakkelijken. Toch blijft de groei van PPA's achter, vooral bij lange contracten (CREG, 2024). De markt beperkt zich vooral tot kredietwaardige industriële grootverbruikers. De prijs die de grootverbruikers bereid zijn te betalen, is echter niet altijd voldoende om de kosten van offshore windparken te dekken. Nog een belemmering voor PPA's is dat afnemers een aanvullend elektriciteitscontract nodig hebben voor de uren zonder

Een grootschalig, vermaasd elektriciteitsnet op de Noordzee

KADER 1

Net als het energiesysteem op land bestaat de energieproductie op zee uit een combinatie van marktactiviteiten, de windparken, en een door de overheid gereguleerd monopolie, het netwerk. Het meest kostenefficiënte ontwerp van een toekomstig energiesysteem op de Noordzee bestaat uit het clusteren van grote windparken rond een beperkt aantal hubs (PROMOTioN, 2020; NSEC, 2026). In deze hubs kunnen windparken worden gecombineerd met elektriciteitsopslag in batterijen en met waterstofproductie. De hubs zijn met

elkaar en met de omliggende landen verbonden, zodat een vermaasd netwerk ontstaat dat de netwerkkosten minimaliseert.

In een dergelijk vermaasd energienetwerk zou elke hub een eigen elektriciteitsprijs moeten hanteren (PROMOTioN, 2020; Nieuwenhout, 2022). Zo ontstaat concurrentie over de allocatie van schaarse netwerkcapaciteit, zodat windparken en netwerkcapaciteit optimaal worden ingezet (Kenis et al., 2024). Dat creëert ook de juiste investeringsprikkels voor windparkontwikkelaars en netwerkbedrijven.

duurzame productie. Deze elektriciteit komt vaak uit gasgestookte centrales en is sinds de gascrisis fors duurder geworden, wat de elektrificatie niet helpt.

Een andere optie om windenergie te stimuleren is om afnemers, ook huishoudelijke, te verplichten een percentage duurzame energie te kopen dat in de loop der jaren stijgt. Dit geeft investeerders zekerheid over de toekomstige vraag, wat investeringen stimuleert. Dit betekent wel dat de elektriciteitskosten stijgen, wat met name voor de energie-intensieve industrie moeilijk ligt.

Omdat vraagcreatie de investeringsrisico's in windenergie waarschijnlijk niet volledig wegneemt worden windparken vanaf dit jaar weer getenderd. De winnaars van de tenders krijgen een tweezijdig *contract for difference* (CFD) met de overheid, wat inhoudt dat de eigenaar van het windpark voor elke megawattuur die hij produceert het verschil ontvangt of betaalt tussen een *strike price* en een referentieprijs die gelinkt is aan de day-ahead elektriciteitsprijs. Dit verkleint het financiële risico voor de investeerder en verlaagt de financieringskosten van het project, en dus ook de benodigde subsidies. Daarnaast bepaalt de overheid met dit instrument het tempo van de ontwikkeling van wind op zee. Dit is van belang om de toelevende industrie, van de producenten van windturbines tot de offshore-industrie, een constant of geleidelijk stijgend ordervolume te geven, zodat ook zij hun kosten kunnen minimaliseren.

Elektriciteitsnet

Ook het elektriciteitsnet zelf is een cruciale schakel. Een tekort in één onderdeel van de keten remt immers onmiddellijk de rest van het systeem. Daarbij komt het

voorzicht van stijgende netwerktarieven. De industrie heeft nu al last van de hoge nettarieven in Nederland, terwijl de kosten daarvan nog aanzienlijk zullen stijgen (IBO, 2025). Dit kan de elektrificatie van de vraag dan juist ontmoedigen.

Het is daarom goed om na te denken over de allocatie van de netwerkkosten. Doorberekenen van alle kosten in de tarieven leidt tot een aanzienlijke kostenstijging voor de huidige netgebruikers ten bate van toekomstige gebruikers. Financiering uit algemene middelen is een mogelijke oplossing.

Tevens rijst de vraag of en hoe buitenlandse partijen kunnen meebetalen. Wellicht kunnen Duitsland en België, die in hun energievisies aangeven in de toekomst elektriciteit uit Nederland te willen importeren (Lukkezen, 2025), worden overtuigd om bij te dragen aan de kosten van het Nederlandse netwerk. Dit kan bijvoorbeeld als zij daar concrete voordelen tegenover krijgen, zoals het recht om te profiteren van het prijsverschil tussen een specifieke offshore-locatie en hun eigen onshore-prijtzone (Rosellón en Kristiansen, 2013).

Een andere optie is om producenten – dus de offshore windparken – ook een netwerktarief te laten betalen (IBO, 2025). Deze oplossing zou de totale kosten van offshore windenergie beter reflecteren. Maar als de windparken straks ook ondersteund worden via *contracts for difference* zou het Rijk alsnog, via de betalingen aan de windparken, bijdragen aan de kosten van het netwerk. Daarnaast zouden de buurlanden hetzelfde producententarief moeten invoeren omdat er anders perverse prikkels zouden ontstaan.

Internationale afstemming nodig

Wat de ontwikkeling van windenergie op de Noordzee ingewikkeld maakt, is de noodzaak tot coördinatie met de buurlanden die eveneens energie opwekken rond de Noordzee (NSEC, 2026). Over het marktontwerp op basis van offshore biedzones is op hoofdlijnen wel overeenstemming, maar details, zoals bijvoorbeeld het managen van onbalans, moeten nog uitgewerkt worden. Daarnaast moet rond de netwerken van alles geregeld worden, zoals technologiestandaarden voor de gelijkstroominfrastructuur, de structuur van de netwerktarieven, de allocatie van de subsidiekosten voor de windparken tussen de Noordzeelanden en mogelijk ook andere landen die deze stroom afnemen.

Grensoverschrijdende afspraken kunnen gemaakt worden tussen landen onderling, door de Europese Unie, of gezamenlijk tussen de kuststaten van de

Noordzee. Wat wetgeving op EU-niveau betreft zijn er verschillende uitdagingen te verwachten. Ten eerste zal de offshore-elektriciteitsinfrastructuur grotendeels buiten de territoriale wateren van de kuststaten liggen en dus buiten hun territoriale jurisdictie. Omdat het EU-recht de nationale jurisdictie van lidstaten volgt, rijst de vraag of het van toepassing is op een vermaasd offshore-netwerk buiten hun territoriale jurisdictie. Bovendien maken Noorwegen en het Verenigd Koninkrijk geen deel uit van de EU, maar kunnen ze gezien hun ligging wel belangrijke partners zijn om mee samen te werken. Dit vereist afzonderlijke afspraken met deze staten, wat een politiek gevoelig en tijdrovend proces is.

Als alternatief zijn er verschillende mogelijkheden voor het sluiten van een overeenkomst of een reeks overeenkomsten tussen de Noordzeestaten. Er zal een nieuw wetgevingskader moeten worden vastgesteld waarin ook de niet-EU-lidstaten worden opgenomen. Dit kan gebeuren door het sluiten van een alomvattende internationale overeenkomst, zoals het Noordzee-energieverdrag, waarvoor een sterke politieke wil tot samenwerking van de betrokken landen vereist is (Nieuwenhout, 2020).

Conclusies

De uitrol van windenergie op de Noordzee hapert. Dit is niet alleen een kwestie van kosten die voor de baat uitgaan. Er zijn veel onzekerheden, zowel voor marktpartijen die windparken willen bouwen als voor de beheerders van de nationale elektriciteitsnetten die samen de infrastructuur moeten verzorgen. Het beheersbaar maken van deze onzekerheden door het bieden van een duidelijk reguleringskader, zoals een uitgebreid Noordzee-energieverdrag of een reeks afzonderlijke internationale overeenkomsten, plus overeenkomst over een efficiënt marktontworp, zijn essentieel om de benodigde investeringen tijdig te realiseren.

Om de kosten van het offshore-energiesysteem te beheersen is het van belang dat de toeleverende industrie, zowel van windparken als van de infrastructuur, een stabiele orderportefeuille heeft. Een planmatige, gefaseerde ontwikkeling heeft als belangrijk voordeel dat het continuïteit biedt aan de toeleverende industrie waardoor die efficiënter kan opereren en de kosten dalen. Onvoorspelbaar stoplichtbeleid veroorzaakt schokken in deze keten, waardoor bedrijven verdwijnen, prijzen stijgen en Europa afhankelijker wordt van buitenlandse aanbieders. De kosten hiervan komen uiteindelijk terecht bij de energieconsument, bijvoorbeeld doordat

er minder bedrijven overblijven en de overgebleven bedrijven hogere prijzen rekenen of doordat meer van deze technologie van buiten Europa moet komen.

Ten slotte lijkt risicobeheersing via subsidie voor windparken onvermijdelijk. Verdere ontwikkeling van de huidige tenders voor contracts for difference is hiervoor de aangewezen route. Vraagcreatie – met een verplichting tot afname van duurzame energie – kan helpen met de ketencoördinatie en kan de behoefte aan dergelijke contracten verkleinen, maar waarschijnlijk niet geheel wegnemen.

Er moeten dus nog heel wat puzzelstukjes gelegd worden om het potentieel aan offshore-energie te realiseren. Er staat veel op het spel, want zonder een offshore-energiesysteem zal Nederland sterk afhankelijk blijven van de import van energie.

Literatuur

- CBS (2025a) *Hernieuwbare energie in Nederland 2024*. CBS Publicatie, 8 september.
- CBS (2025b) *Helpt elektriciteitsproductie uit hernieuwbare bronnen*. CBS Statistiek, 10 maart.
- CLO (2025) *Energieverbruik door de industrie, 1990–2023*. Compendium voor de Leefomgeving, 13 februari.
- CREG (2024) *Power Purchase Agreements: Overview and evaluation*. CREG Studie, 11 april.
- IBO (2025) *Schakelen naar de toekomst: Over bekostiging elektriciteitsinfrastructuur*. IBO Bekostiging Elektriciteitsinfrastructuur Rapport, 7 maart. Te vinden op www.rijksoverheid.nl.
- Kenis, M., V. Dvorkin, T. Schittekatte et al. (2024) Evaluating offshore electricity market design considering endogenous infrastructure investments: Zonal or nodal? *IEEE Transactions on Energy Markets, Policy and Regulation*, 2(4), 476–487.
- Lukkezen, J. (2025) Betalen voor Belgen en Duitsers, met wind op zee kan het zomaar gebeuren. *Het Financieel Dagblad*, 5 juli.
- Nieuwenhout, C.T. (2020) *Regulating offshore electricity infrastructure in the North Sea: Towards a new legal framework*. Proefschrift. Te vinden op pure.rug.nl.
- Nieuwenhout, C.T. (2022) Dividing the sea into small bidding zones? The legal challenges of connecting offshore wind farms to multiple countries. *Journal of Energy & Natural Resources Law*, 40(3), 315–335.
- NOS (2025) Toch weer subsidie voor windparken op de Noordzee. *NOS Nieuws*, 16 september.
- NSEC (2026) *The North Seas Energy Cooperation*. Te vinden op energy.ec.europa.eu.
- PROMOTiON (2020) *D12.4 – Final Deployment Plan*. Rapport, 14 september. Te vinden op promotion-offshore.net.
- Rijksoverheid (2023) *Nationaal Plan Energiesysteem*. Rapport, 1 december.
- Rijksoverheid (2025) *Kabinet geeft windenergie op zee extra impuls*. Nieuwsbericht, 16 september.
- Rosellón, J. en T. Kristiansen (2013) *Financial transmission rights: Analysis experiences and prospects*. Cham: Springer.

Zonnepanelen ook rendabel zonder salderingsregeling

Met de salderingsregeling wordt de elektriciteit die je met zonnepanelen teruglevert aan het net verrekend met de elektriciteit die je verbruikt, waardoor je een lagere energierekening hebt. Per 2027 wordt deze regeling stopgezet. Wat zijn de effecten daarvan op de elektriciteitsrekening van huishoudens? En in welke mate is de salderingsregeling nodig voor de stimulering van zonnepanelen?

IN HET KORT

- Salderen verlegt een deel van de elektriciteitsrekening van huishoudens met panelen naar huishoudens zonder panelen.
- Met salderen verdienen huishoudens hun investering in panelen binnen vijf jaar terug, terwijl ze vijftien jaar mee gaan.
- Zonder salderen verdienen huishoudens hun investering in zonnepanelen in ruim negen jaar terug.

**CARLOTTA
MASCANDARO**

*Promovendus aan
de Rijksuniversiteit
Groningen (RUG)*

**MACHIEL
MULDER**

*Hoogleraar aan
de RUG*

Om bij te dragen aan de terugdringing van de klimaatverandering heeft Nederland als doel gesteld om in 2050 vrijwel alleen nog maar duurzame energie te gebruiken (Rijksoverheid, 2025a). De deelname van huishoudens aan deze transitie naar een groenere energiemix is cruciaal en zonnepanelen zijn een belangrijk middel hiervoor.

In 2004 is de salderingsregeling ingevoerd om de installatie van zonnepanelen door huishoudens te stimuleren. Wanneer huishoudens met zonnepanelen op een bepaald moment meer elektriciteit produceren dan ze zelf verbruiken, dan leveren ze de ongebruikte elektriciteit aan het elektriciteitsnet. Daarentegen halen ze elektriciteit van het net als hun panelen te weinig opwekken. Zonder de salderingsregelen zouden huishouden een prijs betalen voor de elektriciteit die ze van het elektriciteitsnet afhalen (het nettoverbruik op dat moment) en een andere prijs ontvangen voor de elektriciteit die ze aan het elektriciteitsnet leveren (de nettoproductie).

Normaliter is de prijs die huishoudens betalen voor het nettoverbruik hoger dan de prijs die ze ontvangen voor hun nettoproductie omdat de prijs van elektriciteit voor huishoudens voor een belangrijk deel ook uit belastingen op energie bestaat. Door het salderen worden alle nettoverbruiken en nettoproducties op jaarbasis echter bij elkaar opgeteld waarna huishoudens alleen betalen over het jaarlijkse saldo. De productie van elektriciteit wordt zo gewaardeerd met dezelfde prijs als het verbruik van elektriciteit, wat energieproductie met zonnepanelen voor huishoudens stimuleert.

Mede vanwege het stimuleringseffect dat uitgaat van het salderen is Nederland de Europese koploper in het aantal huishoudens met zonnepanelen (Milieu Centraal, 2024).

Ondanks zijn effectiviteit heeft de overheid echter in 2024 besloten om de salderingsregeling per 1 januari 2027 af te schaffen (Rijksoverheid, 2025b). Een van de redenen daarvoor is de ongelijke verdeling van de lasten van het totale energieverbruik. Huishoudens zonder zonnepanelen moeten immers nog wel gewoon belasting betalen over hun totale elektriciteitsverbruik, wat voor mensen met panelen niet geldt. Daarnaast is het salderen ook inefficiënt omdat huishoudens met zonnepanelen bij een afrekening op jaarbasis geen prikkel hebben om hun zelf opgewekte elektriciteit te gebruiken, wat zowel het probleem van netcongestie kan vergroten als leidt tot lagere prijzen voor andere producenten van (hernieuwbare) elektriciteit (CE Delft, 2024).

Afschaffing van de salderingsregeling kan de ongelijkheid tussen huishoudens met en zonder zonnepanelen verminderen, maar vermindert tegelijkertijd de investeringsprikkel voor de installatie ervan. In dit artikel onderzoeken we aan de hand van een modelanalyse het effect van de salderingsregeling op de elektriciteitsrekening van huishoudens met en zonder panelen, en bekijken we of het zonder salderen nog rendabel is om ze te installeren.

Elektriciteitsrekeningmodel

Het startpunt van de analyse bestaat uit gegevens van het Centraal Bureau voor de Statistiek uit 2021 (het meest recente jaar waarvoor alle benodigde gegevens over elektriciteitsverbruik en geïnstalleerde zonnepanelen beschikbaar zijn) over huishoudens met of zonder panelen, opgesplitst naar woningtype en de provincie waar ze wonen. Deze kenmerken zijn exogeen voor ons model.

Om de effecten van het salderen op de elektriciteitsrekening van verschillende typen huishoudens te onderzoeken, bekijken we de drie verschillende onderdelen van de elektriciteitsrekening (Masciandaro et al., 2024): kosten voor de levering door de leverancier, kosten van de netbeheerder, en belastingen door de overheid. We gaan ervan uit dat de leverancier, de netbeheerder en de overheid volgens budgetneutraliteit handelen, dat wil zeggen dat alle kosten weer in rekening worden gebracht bij huishoudens.

Het netto elektriciteitsverbruik voor huishoudens met panelen is gelijk aan het verschil tussen het jaarlijkse verbruik en de jaarlijks elektriciteitsopwekking. Als het verschil tussen hun totale netto elektriciteitsverbruik en totale netto elektriciteitsopwekking op jaarbasis negatief is, krijgen huishoudens een zogenoemde terugleververgoeding. Deze vergoeding is doorgaans lager dan de elektriciteitsprijs die huishoudens moeten betalen over een positief nettoverbruik op jaarbasis. Sinds een paar jaren moeten huishoudens met panelen ook een bedrag betalen aan de leverancier voor elk kilowattuur nettoproductie, de zogenoemde terugleverkosten.

Om de economische effecten van het salderen te schatten, vergelijken we de elektriciteitsrekening in de huidige situatie met die in een situatie zonder salderen. De situatie met salderen noemen we het salderingsscenario, terwijl we de situatie zonder salderen het benchmarkscenario noemen. In dit laatste scenario is er geen salderen, maar zijn er ook geen zonnepanelen voor huishoudens. Het is immers waarschijnlijk dat zonder de salderingsregeling (of een andere subsidieregeling) huishoudens geen panelen zouden hebben geïnstalleerd vanwege de hoge kosten daarvan.

Met ons model berekenen we de gevolgen van saldering voor de elektriciteitsrekening van verschillende typen Nederlandse huishoudens (gebaseerd op hun provincie en woningtype).

Resultaten

Huishoudens zonder zonnepanelen betalen vanwege het bestaan van de salderingsregeling 14 procent meer

Procentuele verandering in elektriciteitsrekening voor huishoudens

TABEL 1

	Basis-scenario	Huishouden			
		Salderings-scenario zonder panelen	Salderings-scenario met panelen		
	€/jaar	€/jaar	Δ%	€/jaar	Δ%
Leverancierskosten	339	361	7	25	-93
Netbeheiderskosten	190	196	3	196	3
Belastingen					
Energiebelasting	242	320	32	22	-91
Btw op leverancierskosten	71	76	7	5	-93
Btw op netbeheiderskosten	40	41	3	41	3
Btw op energiebelasting	51	67	32	5	-91
Terugleververgoeding	-	-	-	-51	-
Totaal	932	1061	14	244	-74

Data: CBS | ESB

voor hun elektriciteitsrekening (tabel 1). Anderzijds hebben huishoudens met panelen een 74 procent lagere elektriciteitsrekening in het salderingsscenario in vergelijking met het benchmarkscenario. Deze uitkomsten zijn het gevolg van veranderingen bij de drie componenten van de energierekening: leverancierskosten, netbeheerkosten en energiebelasting.

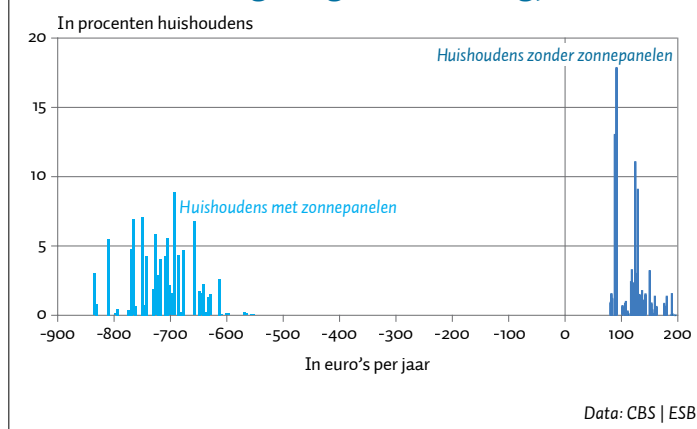
Leverancierskosten

De leverancier koopt en verkoopt voor elk moment het netto elektriciteitsverbruik op de groothandelsmarkt. De toegenomen capaciteit aan hernieuwbare elektriciteit door de installatie van zonnepanelen verlaagt enerzijds de elektriciteitsprijs in de groothandelsmarkt (het zogenaamde merit-order-effect), en daarmee ook de inkoopkosten van de leverancier. Toch stijgen de totale kosten voor de leverancier vanwege de hogere kosten voor het balanceren, dat wil zeggen het afstemmen van het werkelijke verbruik door klanten op de hoeveelheid energie die de leverancier heeft ingekocht. De leverancier is immers verplicht te zorgen voor deze balancering (het is een zogenaamde balansverantwoordelijke partij). De kosten van deze taak nemen toe naarmate er meer onzekerheid is over het nettoverbruik door huishoudens vanwege een groter aandeel van zonnepanelen.

Daarnaast heeft de leverancier hogere kosten vanwege de toename in de terugleververgoeding aan huishoudens met panelen: deze huishoudens krijgen

Vershil in elektriciteitsrekening huishoudens als gevolg van saldering, 2021

FIGUUR 1



immers een vergoeding als ze per saldo op jaarbasis meer produceren dan ze zelf verbruiken. Omdat we ervan uitgaan dat de leverancier al zijn kosten aan de klanten doorberekent, vinden we dat de elektriciteitsprijs die de leverancier in rekening brengt, stijgt van ongeveer 0,11 euro per kilowattuur naar ongeveer 0,12 euro. Deze prijsstijging leidt tot zeven procent hogere leverancierskosten voor huishoudens zonder panelen, zonder dat ze zelf meer verbruiken. Voor huishoudens met panelen dalen de leverancierskosten met 93 procent, ondanks de prijsstijging, omdat zij juist veel minder gaan verbruiken vanwege hun eigen opwekking.

Netbeheerkosten

De netbeheerder vraagt een vergoeding voor het gebruik van het elektriciteitsnet in de vorm van nettarieven. Die tarieven hangen af van de kosten die de netbeheerder maakt. Vanwege de installatie van zonnepanelen bij huishoudens moeten netbeheerders hun netten uitbreiden. We schatten deze investering op 51 miljoen euro, gebaseerd op het aantal installaties bij huishoudens in 2021 en de schattingen bij Gupta et al. (2021) over de relatie tussen particuliere installaties en netuitbreidingen. Dit betekent een stijging van de netbeheerderskosten met drie procent (van 190 naar 196 euro) per jaar per huishouden, die dezelfde zijn voor huishoudens met en zonder panelen, omdat we aannemen, conform de huidige tariefregulering door de Autoriteit Consument & Markt, dat alle huishoudens hetzelfde vaste nettatarief hebben, ongeacht of ze wel of niet hun eigen elektriciteit opwekken.

Energiebelasting

Het salderen van de elektriciteitsrekening impliceert ook dat over een groot deel van het elektriciteitsverbruik geen energiebelasting wordt betaald. Immers, de overheid belast alleen het netto jaarlijkse elektriciteitsverbruik. Door dit mechanisme gaat van de salderingsregeling een sterk stimulerend effect uit. Daarnaast heft de overheid ook nog btw over het netto jaarlijkse verbruik, net zoals dat gebeurt over de andere onderdelen van de elektriciteitsrekening. Op basis van eigen berekeningen schatten we in dat de overheid in 2021 circa 550 miljoen euro minder heeft ontvangen door de smallere belastinggrondslag vanwege het salderen. Als we uitgaan van budgetneutraliteit voor de rijkschatkist, betekent dit dat het energiebelastingtarief omhoog gaat, wat heeft geleid tot een tarief van 0,11 euro per kilowattuur in plaats van 0,08 euro, wat neerkomt op een stijging van 37 procent. Dit betekent vooral voor huishoudens zonder zonnepanelen een stijging van de belastingen op hun elektriciteitsrekening met 32 procent, omdat zij immers het hoogste netto jaarlijkse elektriciteitsverbruik kennen. Voor huishoudens met panelen daalt de energiebelasting juist met 91 procent.

Grote verschillen tussen huishoudens

Per saldo gaat de elektriciteitsrekening voor huishoudens zonder panelen dus met gemiddeld 14 procent omhoog, terwijl de energierekening voor huishoudens met panelen gemiddeld 74 procent daalt. Rondom deze gemiddelde effecten bestaan echter grote verschillen naar gelang het woningtype en de regio waarin de huishoudens wonen (figuur 2). Huishoudens in vrijstaande woningen zonder panelen hebben de grootste stijging van hun elektriciteitsrekening en huishoudens in tweewoon-een-kaphuizen met panelen realiseren de grootste besparingen. Huishoudens met panelen in regio's met een hoge zonne-instraling hebben relatief veel profijt van de salderingsregeling.

Saldering niet nodig voor stimulerings-effect

Dankzij de salderingsregeling kijken huishoudens met zonnepanelen dus aan tegen een 74 procent lagere elektriciteitsrekening. Op die manier betaalt een lagere elektriciteitsrekening de installatiekosten van de panelen terug, en wordt de installatie voor huishoudens dus gestimuleerd.

Uit tabel 2 blijkt dat huishoudens zo'n 250 euro per jaar moeten winnen op hun elektriciteitsrekening om de installatiekosten terug te verdienen. Met salderen

realiseren ze echter gemiddeld zo'n 690 euro per jaar, dus meer dan twee keer het bedrag dat ze nodig hebben. Dit betekent dat de terugverdientijd van de kosten van zonnepaneelinstallaties iets meer dan vijf jaar is, terwijl de technische levensduur van zonnepanelen zo'n vijftien tot twintig jaar bedraagt.

De salderingsregeling lijkt als stimuleringsmechanisme dus wat buitensporig. Maar kunnen huishoudens met panelen hun installatiekosten ook terugverdienen zonder salderingsregeling? Vanaf 2027 zullen huishoudens met panelen een vergoeding krijgen voor de elektriciteit dat ze aan het net leveren. Tot 2030 moet deze vergoeding minimaal vijftig procent van de elektriciteitsprijs voor de leverancier zijn (Rijksoverheid, 2025b). We gebruiken deze minimumprijs om de terugverdientijd zonder het salderen te berekenen. Met ons rekenmodel vinden we dat huishoudens met panelen zo'n 385 euro per jaar besparen in afwezigheid van de salderingsregeling, wat nog steeds meer is dan wat benodigd is om de investering terug te verdienen. De terugverdientijd van de investeringen stijgt naar iets meer dan negen jaar, wat nog steeds ruim beneden de technische levensduur is. In dit geval stijgt de elektriciteitsrekening voor huishoudens zonder panelen met slechts één in plaats van veertien procent met het salderen, wat betekent dat de herverdelingseffecten sterk zijn verminderd.

Conclusie

De salderingsregeling veroorzaakt forse ongelijkheden tussen huishoudens met en zonder zonnepanelen, en tussen huishoudens die in verschillende provincies en woningtypes wonen. Afschaffen van de salderingsregeling vermindert de ongelijkheden tussen huishoudens en stimuleert het zelfverbruik en het installeren van batterijen. Om deze redenen zijn niet alleen Nederland, maar ook veel andere EU-landen bezig om het salderen af te schaffen, zoals Griekenland (PV magazine, 2025) en Polen (PV magazine, 2023).

Zonder salderen zijn zonnepanelen nog steeds rendabel voor huishoudens. Van belang is wel dat er transparantie over de terugleververgoeding bestaat (ACM, 2024). Hoewel leveranciers de vrijheid hebben het tarief te kiezen (boven het door de overheid bepaalde minimumtarief), is het belangrijk dat huishoudens met zonnepanelen dit tarief van tevoren weten en dat ze de mogelijkheden hebben om naar een andere leverancier over te stappen. De overheid heeft een minimumtarief alleen tot 2030 opgelegd, maar meer duidelijkheid over de langtermijnplannen zou alle huishoudens helpen.

Benodigde en gerealiseerde besparingen op elektriciteitsrekening

TABEL 2

Variabele	Waarde
Totale capaciteit per huishouden	3.600 W
Aantal zonnepanelen per huishouden	9
Investeringskosten (met 0% btw)	€ 3.612
Levensduur	25 jaar
Disconteringsvoet	5%
Benodigde besparingen op de stroomrekening om quitte te spelen	€ 256/jaar
Gerealiseerde besparingen op de elektriciteitsrekening met salderingsregeling	€ 688/jaar
Terugverdientijd met salderingsregeling	5,2 jaar
Gerealiseerde besparingen op de elektriciteitsrekening zonder salderingsregeling	€ 385/jaar
Terugverdientijd zonder salderingsregeling	9,4 jaar

Noot: huishoudens betalen een btw-tarief van nul procent op hun paneelinvestering (Belastingdienst, 2025)

ESB

Literatuur

- ACM (2024) *ACM adviseert wetsvoorstel afschaffen salderingsregeling te verduidelijken*. ACM Nieuwsbericht, 17 september.
- Belastingdienst (2025) *Eigenaren van zonnepanelen*. Belastingdienst Informatie.
- CE Delft (2024) *Feitenbasis aanpassing salderingsregeling zonne-energie*. CE Delft Rapport, september.
- Gupta, R., A. Pena-Bello, K.N. Streicher et al. (2021) *Spatial analysis of distribution grid capacity and costs to enable massive deployment of PV, electric mobility and electric heating*. *Applied Energy*, 287, 116504.
- Masciandaro, C., M. Mulder en M. Kesina (2025) *Distributional effects of the Dutch net-metering scheme for residential solar panels*. *Energy Economics*, 151, 108891.
- Milieu Centraal (2024) *Zonne-energie*. Informatie op www.milieucentraal.nl.
- PV magazine (2023) *One year of net billing in Poland*. Informatie op www.pv-magazine.com, 29 maart.
- PV magazine (2025) *Greece installs 400 MW of net-metered solar in 2024*. Informatie op www.pv-magazine.com, 31 januari.
- Rijksoverheid (2025a) *Duurzame energie*, 2025. Rijksoverheid Informatie.
- Rijksoverheid (2025b) *Salderingsregeling stopt in 2027*. Rijksoverheid Informatie.

Kosten extra kerncentrale hoog, maar effect op wind- en zonprojecten beperkt

Om het energiesysteem te decarboniseren wordt niet alleen over hernieuwbare energiebronnen maar ook over kernenergie gesproken. Kerncentrales hebben echter hoge vaste kosten en moeten daarom een hoge benuttingsgraad hebben. Hoe goed past een kerncentrale in een systeem met reeds veel weersafhankelijke energiebronnen als wind en zon?

IN HET KORT

- Voor het rendement van wind- en zonneparken is toevoeging van kerncentrales minder ongunstig dan meer wind en zon.
- Met name voor consumenten lijkt investeren in nog meer wind en zon echter gunstiger dan investeren in een kerncentrale.
- Batterijen verkleinen het negatieve effect van nieuwe wind- en zonneparken op het rendement op hernieuwbare energie.

ARJEN VEENSTRA

Promovendus aan de Rijksuniversiteit Groningen

MACHIEL MULDER

Hoogleraar aan de Rijksuniversiteit Groningen

Om de CO₂-emissies van de energievoorziening flink omlaag te brengen, moet er veel geïnvesteerd worden in installaties om met name elektriciteit op een CO₂-vrije manier te produceren. CO₂-vrije opwekking van elektriciteit heeft de laatste jaren een sterke groei doorgemaakt, met name door de toename van windturbines en zonnepanelen (IEA, 2025). De verwachting is dat de omvang van het geïnstalleerde vermogen aan wind- en zonne-energie de komende jaren nog veel verder zal toenemen (PBL, 2024).

Een andere manier om elektriciteit op een CO₂-vrije manier op te wekken is kernenergie. Tot een aantal jaren terug werd hierover nog nauwelijks gesproken, maar inmiddels lijkt het tij voor deze opwekkingstechniek gekeerd. De rijksoverheid is het afgelopen jaar

begonnen met marktverkenningen voor de bouw van twee kerncentrales van in totaal 2.000 tot 3.300 megawatt (Rijksoverheid, 2025).

Over de wenselijkheid en geschiktheid van kerncentrales in het toekomstige elektriciteitssysteem is echter nog veel discussie (Mulder en Veenstra, 2023; TNO, 2024; Milieu Centraal, 2025). Voorstanders wijzen op het belang van het hebben van opwekkingstechnieken die niet weersafhankelijk zijn, om daarmee de elektriciteitsvoorziening robuuster te maken. Tegenstanders wijzen bij kernenergie niet alleen op milieu- en veiligheidsrisico's, maar brengen ook economische bezwaren naar voren. Die bezwaren houden dan vooral in dat kerncentrales heel grote investeringsbedragen vergen, terwijl de bouwtijd en toekomstige opbrengsten nogal onzeker zijn.

De onzekerheid over toekomstige opbrengsten hangt samen met het gegeven dat wind- en zonneparken kerncentrales onnodig maken wanneer het waait en de zon schijnt, waardoor de benuttingsgraad van de centrales omlaaggaat. Vanwege de hoge kapitaalintensiteit van kerncentrales is een hoge benuttingsgraad echter een belangrijke voorwaarde om ze rendabel te kunnen exploiteren.

De vraag is dus of kerncentrales passen binnen een toekomstig elektriciteitssysteem met reeds veel hernieuwbare energie. In een vorig *ESB*-artikel toonden we aan dat kerncentrales goed kunnen passen in een systeem met veel hernieuwbare energie (Mulder en Veenstra, 2023). In dit artikel verkennen we, in een toekomstig elektriciteitssysteem met een groot aandeel hernieuwbare energie, de financiële effecten voor alle partijen in het energiesysteem van investeringen in nieuwe kerncentrales, vergeleken met investeringen in nog meer wind- en zonneparken. We gaan, vergeleken met Mulder en Veenstra (2023) ook dieper in op de kosten, prijs-

Gegevens over kosten verschillende CO₂-vrije opwekkingstechnieken**TABEL 1**

Variabele	Eenheid	Parameter voor Monte-Carlo-simulatie	Technologie			
			Zon	Wind op land	Wind op zee	Kern
Investerings	Euro per kilowatt	Min	327	892	1.645	6.000
		Modus	602	1.457	2.598	11.000
		Max	1.214	2.210	3.929	16.000
Exploitatie en onderhoud (vast)	In procenten van kapitaaluitgaven (CAPEX)		1,3	1,1	2,5	1,0
Exploitatie en onderhoud (variabel)	Euro per megawattuur		0	0	0	10
Gewogen gemiddelde kapitaalkosten (WACC)	%	Min	4	4	4	4
		Max	10	10	10	10
Levensduur	Jaar	Min	20	20	20	40
		Max	30	30	30	60
Bouwtijd	Jaar	Min	1	1	2	8
		Max	4	5	7	16

Bronnen: Sens et al. (2022); Fraunhofer ISE (2024); Ghadim et al. (2025) | ESB

vorming en benuttingsgraad van de verschillende technieken.

We vergelijken de economische effecten van een investering in een kerncentrale van 2.500 megawatt met een investering in hernieuwbare energietechnieken, bestaande uit een mix van windparken (op zowel land als zee) en zonneparken, die gezamenlijk evenveel elektriciteit produceren als die kerncentrale. Het toekomstige elektriciteitssysteem baseren we op scenario's van het Europees netwerk van transmissiesysteembeheerders voor het jaar 2030 (ENTSOE, 2024).

Economisch rendement per techniek

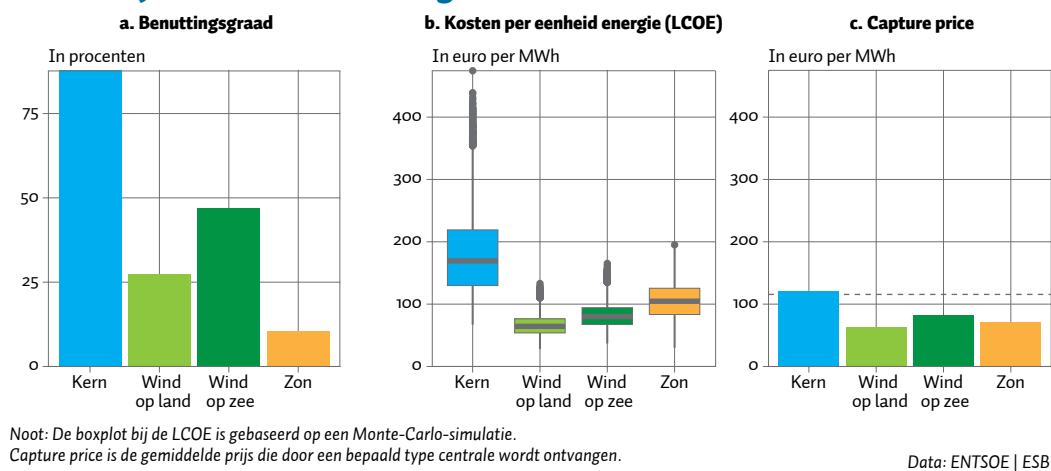
Het economische rendement van de verschillende opwekkingstechnieken hangt af van de kosten die daarmee gemoeid zijn en de opbrengsten die ze in de elektriciteitsmarkt kunnen realiseren. Bij die kosten gaat het niet alleen om de bouwkosten, maar ook om de bouwtijd, de kapitaalkosten en de operationele kosten. Op basis van de literatuur hebben we een inschatting gemaakt van de verschillende relevante onderdelen van de kosten van investeringen in wind-, zonne- en kernenergie zoals die naar verwachting in 2030 zullen bedragen (tabel 1). We hebben hierbij ook rekening gehouden met de verwachte kostenreductie tot aan dat jaar. Omdat de toekomstige kosten onzeker zijn, bepalen we distributies die bandbreedtes van de mogelijke kosten

weergeven. We gebruiken deze distributies om de economische effecten te schatten met een Monte-Carlo-simulatie, waarbij 10.000 keer de economische effecten worden gesimuleerd door ad-hoc-trekkingen uit die distributies te doen.

De kosten per eenheid energie (de zogenoemde *levelized cost of energy*, LCOE) hangen niet alleen af van de investerings- en operationele kosten, maar ook van de hoeveelheid energie die gedurende de levensduur geproduceerd wordt, oftewel de benuttingsgraad. Deze wordt veelal gezien als een (exogeen) technisch gegeven, maar dat is niet correct omdat deze ook afhangt van de interactie met andere aanbieders en de vragers op de elektriciteitsmarkt: wanneer er een overaanbod van elektriciteit en dus negatieve prijzen dreigen, zullen aanbieders van elektriciteit immers minder aanbieden.

Om te bepalen hoe het samenspel tussen alle aanbieders en vragers uitpakt, maken we gebruik van een model van een internationale elektriciteitsmarkt (Veenstra en Mulder, 2024). Het model rekent de evenwichtsprijzen uit voor elk uur in elk land, rekening houdend met de beschikbare productiecapaciteit per land en transportcapaciteit tussen landen. De per uur beschikbare productiecapaciteit per land hangt af van zowel de geïnstalleerde vermogens per techniek als de technische beschikbaarheid, die weer afhangt van onder meer weersomstandigheden en onderhoudsperiodes.

Benuttingsgraad, kosten per eenheid energie (LCOE), en capture price van kern-, wind- en zonne-energie FIGUUR 1



De simulatie van de toekomstige elektriciteitsmarkt doen we op basis van het scenario van ENTSOE (2024), dat voor elk land heeft gespecificeerd hoeveel capaciteit er per techniek aanwezig is en hoe groot de elektriciteitsvraag in 2030 zal zijn. Vergeleken met de situatie in 2023 is er in dat jaar onder andere beduidend meer hernieuwbare opwekking, een veel hogere elektriciteitsvraag en ook veel meer flexibiliteit in de energievraag aanwezig.

Figuur 1 laat de kosten per eenheid energie (LCOE) van kernenergie, wind en zon zien, net als de benuttingsgraad en de elektriciteitsprijs die elk van deze technieken kan realiseren in een toekomstig energiesysteem in 2030. Opvallend is dat de LCOE van een kerncentrale niet alleen veel hoger is dan die van hernieuwbaar, maar ook veel onzekerder is. De schatting loopt uiteen van iets minder dan 100 euro tot boven de 400 euro per megawattuur. Bij de hernieuwbare technieken liggen de bandbreedtes op een beduidend lager niveau.

De kosten per eenheid energie bij kernenergie zijn relatief hoog, ondanks het feit dat de benuttingsgraad van de kerncentrales hoog is. Dit verschil in kosten per eenheid energie komt vooral door de hoge investeringskosten (tabel 1).

Tegenover de hogere kosten per eenheid energie staat echter dat de gemiddelde prijs waartegen de aanbieder energie levert (de zogenaamde *capture price*) bij kerncentrales beduidend hoger is dan bij de hernieuwbare technieken. De achtergrond hiervan is dat hernieuwbaar, en met name zon, met zichzelf concurreert: als de zon schijnt, produceren alle zonnepanelen, wat

leidt tot een groot aanbod en lage prijzen, ook in dit energiesysteem in 2030 waarin er al wel veel flexibiliteit in de energievraag aanwezig is. Een kerncentrale daarentegen profiteert van de uren waarin er weinig wind en zon is, en dus de elektriciteitsprijzen hoog zijn.

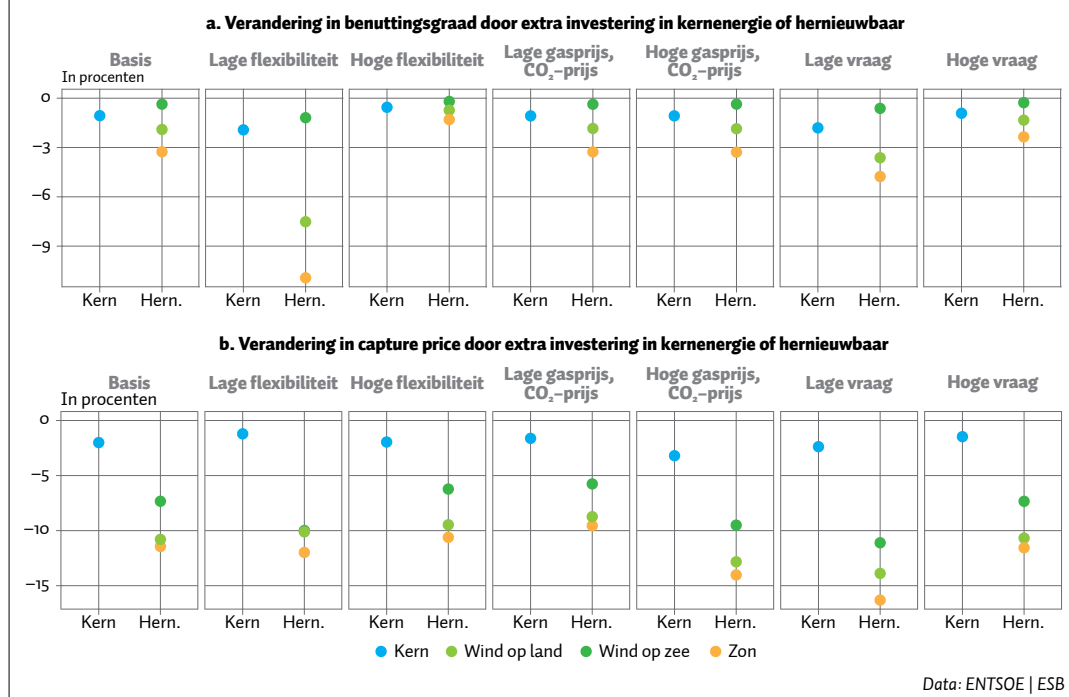
Rendementseffecten investeringen

Vervolgens onderzoeken we wat de rendementseffecten zouden zijn als er geïnvesteerd wordt in een kerncentrale van 2.500 megawatt dan wel in hernieuwbare energie waarmee evenveel elektriciteit kan worden geproduceerd. Dit doen we niet alleen voor het ENTSOE-scenario, maar ook voor een zestal varianten op dit scenario om daarmee de gevoeligheid van verschillende aspecten te onderzoeken: twee varianten over de hoeveelheid flexibiliteit in het systeem (dat wil zeggen de hoeveelheid geïnstalleerde batterijen, electrolyzers en de mate waarin de vraag de hernieuwbare productie volgt), twee varianten over de gas- en CO₂-prijzen en twee varianten over de omvang van de elektriciteitsvraag. In al deze tweetallen gaat het in één variant om twee keer zo veel als wat in het ENTSOE-scenario is verondersteld, en in de andere variant om de helft zo veel.

De modeluitkomsten in figuur 2 laten zien dat met name de benuttingsgraad van zonnepanelen omlaag gaat wanneer er in hernieuwbare energie wordt geïnvesteerd, terwijl het effect van investeringen in kernenergie op de eigen benuttingsgraad veel kleiner is. Dit komt omdat zonnepanelen voornamelijk op dezelfde momenten elektriciteit opwekken (wanneer de zon schijnt). Wan-

Effecten van investeringen op benuttingsgraad en capture price, in verschillende scenario's

FIGUUR 2



neer er extra zonnepanelen bijkomen neemt vooral de beschikbare capaciteit vooral toe op de momenten met veel zon, zodat de productie in deze perioden eerder wordt afgeschakeld om overproductie te voorkomen. Doordat kerncentrales bijna altijd kunnen produceren, is het effect van een nieuwe kerncentrale voor kernenergie veel minder groot. Dit geldt in alle scenario's, behalve wanneer in het elektriciteitssysteem beduidend meer flexibele installaties aanwezig zijn. In dat geval kan de overproductie van zonnepanelen worden benut door bijvoorbeeld batterijen op te laden of waterstof via electrolyse te produceren, zodat afschakelen niet of minder aan de orde is.

Wat voor de benuttingsgraad geldt, geldt nog sterker voor de capture price. Investerings in hernieuwbare energie verlagen die voor zon en wind beduidend sterker dan die voor kernenergie. De verklaring hiervoor is vergelijkbaar met die van de benuttingsgraad: op het moment dat er meer zonnepanelen en windturbines bijkomen, daalt de stroomprijs vooral op de momenten dat de zon schijnt en/of de wind waait, en dus wanneer de productie van zonnepanelen en windturbines hoog is. Het toevoegen van kerncentrales heeft een kleiner effect

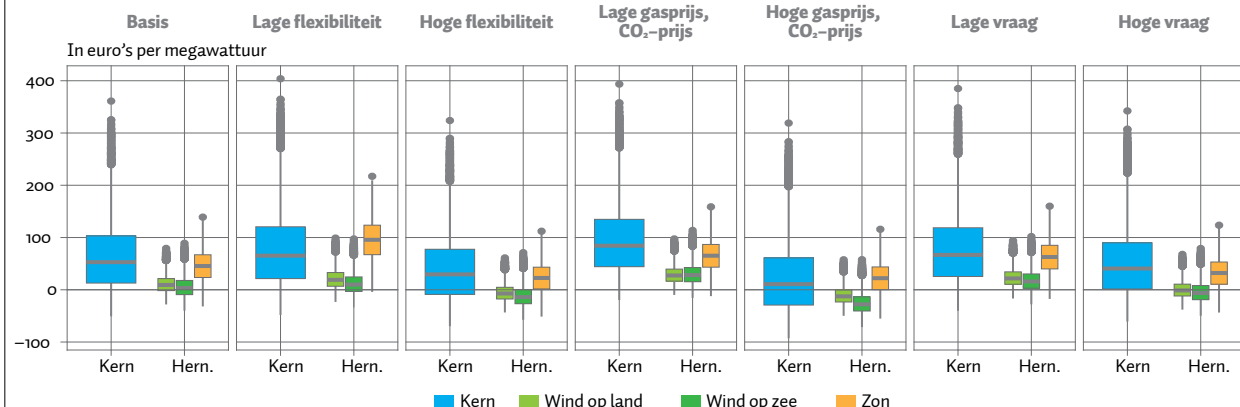
op de gerealiseerde elektriciteitsprijs voor kerncentrales, omdat de productiemogelijkheden meer constant zijn. Bovendien vervangen de nieuwe investeringen in kerncentrales in 2030 een deel van de bestaande gascentrales, wat leidt tot hogere schaarsteprijzen in uren waarin er weinig zon en wind beschikbaar is. Dit prijseffect geldt voor alle varianten op het ENTSOE-scenario, ook die waarin er heel veel batterijen en andere flexibele opties aanwezig zijn.

Door de relatief sterke effecten op benuttingsgraad en capture price, is het rendement van zonnepanelen, maar ook van wind, sterker afhankelijk van nog meer investeringen in wind- en zonnenergie, dan dat het rendement van kernenergie afhankelijk is van investeringen in nieuwe kerncentrales.

Op basis van de veronderstelde kostenverdelingen voor de verschillende technieken blijkt de subsidiebehoefte van hernieuwbare energieopwekking in de meeste scenario's nog wel iets onder die van kerncentrales uit te komen (figuur 3). Deze bevinding wijkt af van de resultaten in Veenstra en Mulder (2023) omdat we ons hier baseren op nieuwe informatie over de hoge verwachte investeringskosten van kerncentrales en kos-

Benodigde subsidie voor investering, per techniek en per scenario

FIGUUR 3



Data: ENTSOE | ESB

tendalingen bij hernieuwbaar.

De scenariovarianten in figuur 3 laten zien dat meer flexibiliteit, hogere gas- en CO₂-prijzen, en een hogere elektriciteitsvraag leiden tot lagere subsidiebehoeftes, omdat in deze varianten meer geproduceerd kan worden (in geval van meer flexibiliteit of hogere vraag), of de stroomprijzen hoger zijn (in geval van hogere gas- en CO₂-prijzen).

Bredere economische effecten

Om de verschillende technieken voor elektriciteitsopwekking met elkaar te vergelijken moet ook gekeken worden naar hoe ze in een toekomstig elektriciteitsstelsel samen met andere technieken, gebruikers en aanbieders van flexibiliteit functioneren.

We verkennen het effect van de toevoeging van kerncentrales of meer hernieuwbare technieken aan het consumentensurplus en de operationele winsten van aanbieders van flexibiliteit en andere producenten. Daarnaast kijken we ook wat er gebeurt met de emissies van broeikasgassen gedurende de levensloop van de investeringen, en de uitbreidingen van het elektriciteitsnet die nodig zijn om de investeringen zinvol te maken.

In figuur 4 vergelijken we de bredere economische effecten voor de twee typen investeringen. We rekenen in deze figuur met een schaduwprijs voor CO₂-emissies van ongeveer 100 euro per ton en kosten van netuitbreidingen om het hoofd te kunnen bieden aan de toename in de piekvraag van ongeveer 175.000 euro per megawattuur piekbelasting.

Consumenten hebben profijt van investeringen in meer opwekkingscapaciteit, ongeacht de techniek.

Investeringen in kernenergie leiden tot lagere elektriciteitsprijzen, wat resulteert in een toename van het consumentensurplus van meer dan 600 miljoen euro. De investeringen in hernieuwbare technieken hebben een nog groter positief effect op het consumentensurplus. Dit komt doordat deze investeringen met name de lage stroomprijzen doen dalen, wat leidt tot grotere volume-effecten. Ook aanbieders van flexibele installaties profiteren van de extra investeringen, omdat de prijsvolatiliteit toeneemt.

De meeste andere stroomproducenten hebben last van de extra investeringen door de toename in concurrentie. Opvallend genoeg hebben producenten van hernieuwbare elektriciteit minder last van investeringen in een kerncentrale dan van investeringen in nog meer hernieuwbare energie. De verklaring hiervoor is eenvoudig: hernieuwbaar concurreert vooral met zichzelf. Wanneer er meer wind- of zonneparken bij komen, dan verslechtert het rendement van bestaande wind- of zonneparken.

Daarnaast is een investering in een kerncentrale gunstiger voor de totale emissies van broeikasgassen gedurende de gehele levenscyclus, omdat er per saldo minder emissies gedurende de gehele levensloop vrijkomen dan bij zon en wind. Dit komt omdat in het geval van meer zon- en windcentrales vaker gascentrales ingezet moeten worden, dan wanneer een kerncentrale erbij wordt gebouwd. Het bouwen van een kerncentrale leidt ook tot minder extra kosten van het elektriciteitsnet, want er zijn minder netuitbreidingen nodig omdat de piekbelasting van het net minder stijgt.

Extra investeren in kernenergie is dus voor het gehele energiesysteem per saldo iets minder ongunstig

dan extra investeringen in zon- en windcentrales. Wanneer we echter de hogere gemiddelde subsidiebehoefte voor kernenergie verrekenen, blijkt investeren in hernieuwbare energiebronnen per saldo minder ongunstig te zijn dan investeren in kernenergie.

Conclusies

Wind- en zonneparken concurreren vooral met zichzelf, in lijn met de resultaten van Mulder en Veenstra (2023). Het effect van investeringen in kernenergie op het rendement van kerncentrales is beperkter. Desondanks blijkt dat het rendement van nieuwe wind- en zonneparken in een toekomstig energiesysteem hoger is dan dat van nieuwe kerncentrales. Het rendement van wind- en zonneparken is groter naarmate de hoeveelheid flexibiliteit in het energiesysteem toeneemt.

Omdat investeringen in nieuwe wind- en zonneparken de benuttingsgraad en gerealiseerde elektriciteitsprijs voor hernieuwbare energie erg drukken, is het voor zon- en windenergie zelf wel gunstiger wanneer er een kerncentrale wordt toegevoegd dan er wanneer nog meer opwekking via wind en zon wordt toegevoegd.

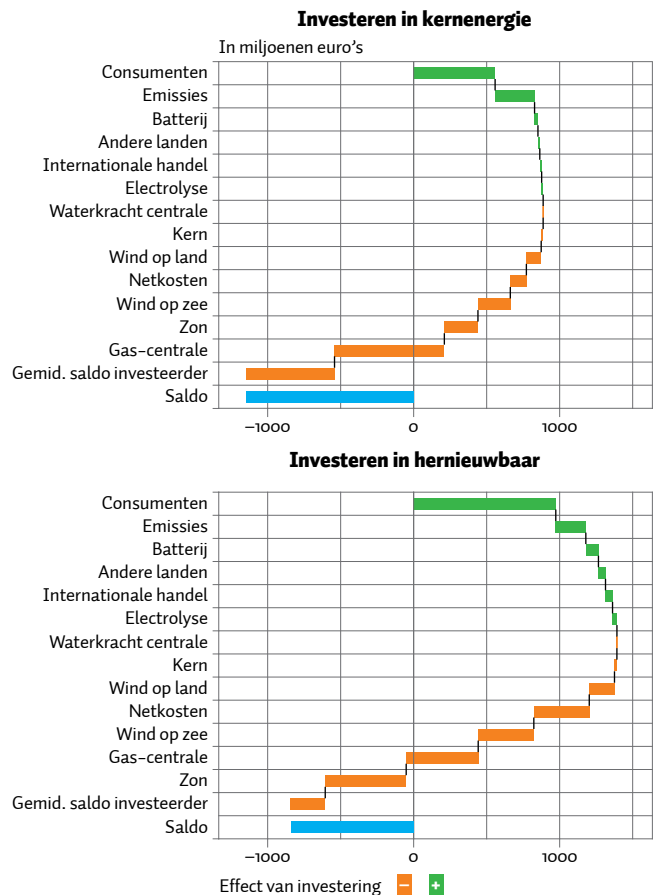
Wanneer echter ook de effecten op andere partijen in het energiesysteem, zoals consumenten, handelaren in elektriciteit en aanbieders van flexibiliteit, worden meegewogen, dan lijkt het per saldo wel gunstiger om in nog meer wind en zon te investeren dan in een kerncentrale. Deze conclusie blijft overeind wanneer we ook de effecten op de CO₂-emissies gedurende de levensduur van de installaties en de kosten van benodigde netuitbreidingen meenemen. Voor een volledige welvaartsanalyse moeten uiteraard ook de – hier niet geanalyseerde – effecten op landschap, watergebruik en veiligheid worden meegenomen.

Literatuur

- ENTSOE (2024) *ERAA 2023 Edition. European Resource Adequacy Assessment*, Rapport, mei.
- Fraunhofer ISE (2024) *Levelized cost of electricity renewable energy technologies*. Fraunhofer ISE, Studie, juli. Te vinden op www.ise.fraunhofer.de.
- Ghadim, H.V., J. Haas, C. Breyer et al. (2025) Are we too pessimistic? Cost projections for solar photovoltaics, wind power, and batteries are over-estimating actual costs globally. *Applied Energy*, 390, 125856.
- IEA (2025) *Electricity 2025: Analysis and forecast to 2027*. International Energy Agency, Rapport, februari.
- Milieu Centraal (2025) *Kernenergie*. Informatie op www.milieucentraal.nl.
- Mulder, M. en A. Veenstra (2023) Kerncentrale past goed in energiesysteem met veel hernieuwbare bronnen. *ESB*, 108(4818), 66–69.

Verdelingseffecten van investeringen

FIGUUR 4



Data: ENTSOE | ESB

Investeren in batterijen is alleen winstgevend wanneer er niet te veel zijn

Door de sterke groei in wind- en zonne-energie is er meer flexibiliteit in de elektriciteitsmarkt nodig. Batterijen kunnen die flexibiliteit bieden, maar wat is het effect van batterijen op de prijsvolatiliteit en daarmee op hun eigen winstgevendheid?

IN HET KORT

- Investeren in batterijen lijkt een profijtelijke methode om te profiteren van volatiele elektriciteitsprijzen.
- De winstgevendheid van batterijen neemt af naarmate er meer worden ingezet.
- Zelfs bij een halvering van de kosten zijn batterijen maar voor vijftien procent van huishoudens met zonnepanelen rendabel.

ARJEN VEENSTRA

Promovendus aan de Rijksuniversiteit Groningen (RUG)

MACHIEL MULDER

Hoogleraar aan de RUG

Het elektriciteitssysteem zal in toenemende mate bestaan uit opwekkingstechnieken die afhankelijk zijn van externe omstandigheden, in het bijzonder van de aanwezigheid van wind en zonlicht (IEA, 2025). Omdat de fluctuaties in de elektriciteitsproductie met deze technieken sterk kunnen afwijken van de fluctuaties in het verbruik van elektriciteit, is er een groeiende behoefte aan flexibiliteit in de markt om overtollige elektriciteit op te vangen.

Naast een toename in flexibele reacties bij de productie en het verbruik van elektriciteit komen er ook meer installaties die specifiek gericht zijn op het bieden van die flexibiliteit, met name batterijen. Met de inzet van batterijen kun je winst maken door elektriciteit goedkoop in te kopen en duurder te verkopen (Komorowska en Olczak, 2024). Bovendien kan zo een bijdrage worden geleverd aan het op elkaar afstemmen van productie en gebruik van elektriciteit.

Commerciële investeringen in grote batterijen nemen de laatste jaren sterk toe: in 2024 is ten opzichte van 2023 het aantal projecten verdubbeld tot 84 en het totale geïnstalleerde vermogen toegenomen tot 350 megawatt, met een opslagcapaciteit van 620 megawattuur (CBS, 2025). Dat geïnstalleerde vermogen is echter nog altijd relatief beperkt: één gascentrale heeft doorgaans een vermogen van circa 500 megawatt. Daarnaast zijn investeringen in batterijen door huishoudens ook toegenomen: naar schatting hebben momenteel meer dan 40.000 Nederlandse huishoudens een thuisbatterij (NL en E.S., 2024).

Het is echter de vraag hoe winstgevend batterijen blijven naarmate er meer zijn geïnstalleerd: ze kunnen immers de prijsvolatiliteit verlagen en daarmee hun eigen winstgevendheid wanneer ze bij lage prijzen worden opgeladen en bij hoge prijzen worden ontladen.

In dit artikel richten we ons op de winstgevendheid van losstaande batterijen voor commerciële partijen, maar de analyse is ook relevant voor huishoudens die thuisbatterijen inzetten om te profiteren van prijsverschillen. Hoewel huishoudens niet zelf kunnen handelen op de elektriciteitsmarkt, doen hun leveranciers dat wel en zij houden daarbij rekening met het gebruik van batterijen door hun klanten. De analyse is een kopie van Veenstra en Mulder (2025a), maar dan met recentere gegevens om zo te bepalen hoe rendabel de inzet van batterijen in 2024 zou zijn geweest en hoe het rendement daarbij samenhangt met de hoeveelheid geïnstalleerde batterijen.

Omdat we ons in dit artikel richten op het samenspel tussen batterijen en elektriciteitsmarkten, abstraheren we ons van de invloed van belastingen en nettarieven. Een gevolg hiervan is dat onze resultaten de winstgevendheid van batterijen kunnen overschatten.

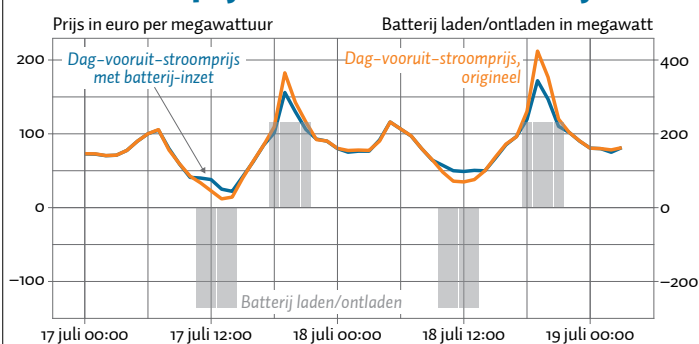


Het is echter ook mogelijk dat onze resultaten juist een onderschatting zijn voor de winstgevendheid van batterijen voor huishoudens, omdat we de salderingsregeling en terugleververgoeding voor eigen opwekking buiten beschouwing laten (Masciandaro en Mulder, 2025).

Strategieën exploitant

Om een batterij winstgevend te exploiteren, moet de exploitant beslissen op welke momenten de batterij wordt geladen en wanneer deze wordt ontladen. Hoe beter de exploitant in staat is om bij een zo laag mogelijke prijs in te kopen en bij een zo hoog mogelijke prijs te verkopen, hoe hoger de winst. Het gaat hier niet alleen om het zo goed mogelijk inschatten van de toekomstige prijzen, maar ook om de gevolgen van een bepaalde beslissing op toekomstige mogelijkheden om batterijen in te zetten: een exploitant kan alleen elektriciteit verkopen wanneer deze eerder is ingekocht, en andersom, er kan pas worden ingekocht, wanneer de batterij (deels of geheel) leeg is omdat er op een eerder moment is verkocht. Een exploitant moet bij het opstellen van een strategie dus rekening houden met de technische restricties van de batterij en met de timing van de

Elektriciteitsprijzen met en zonder batterij¹ FIGUUR 1



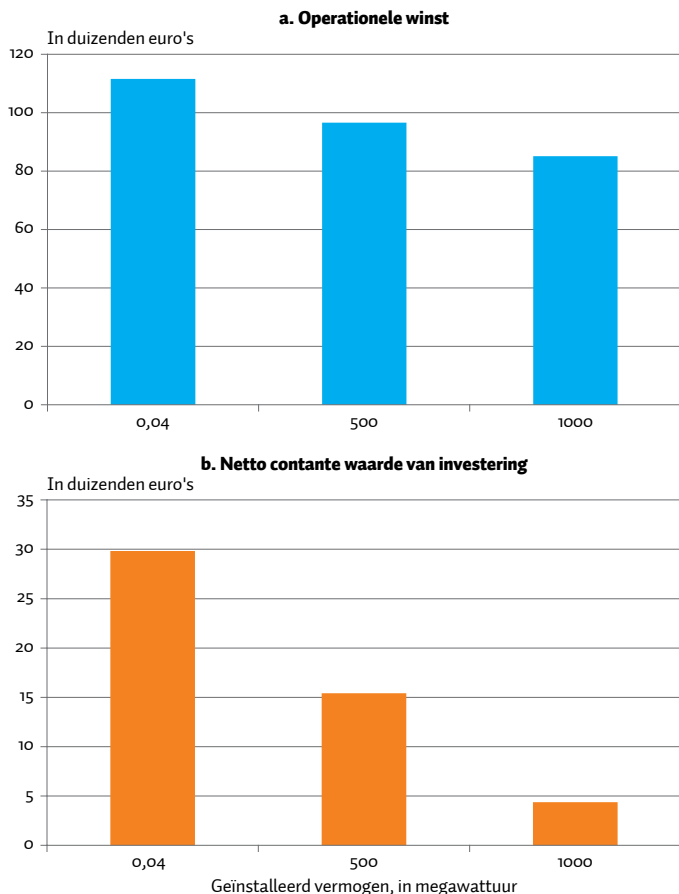
¹ Er wordt een batterij met een capaciteit van 1.000 megawattuur ingezet op de dag-vooruit-elektriciteitsmarkt volgens de perfecte-voorkennis-prijsnemerstrategie voor twee willekeurige dagen in 2024. De batterij kan in vier uur geheel worden gevuld of geleegd, en de batterij heeft een round-trip-efficiëntie van 85 procent.

ESB

inzet. Vooral de hoeveelheid energie die in totaliteit kan worden opgeslagen en de hoeveelheid energie die op een bepaald moment kan worden geladen of ontladen zijn van belang. Daarnaast speelt het energieverlies dat optreedt bij het laden en ontladen van de batterij mee.

Winstgevendheid van batterijen

FIGUUR 2



Noot: Batterijen worden met de perfecte-voorkennis-prijsnemerstrategie ingezet op de dag-vooruitmarkt. We gaan uit van de volgende batterijspecificaties: opslag kost 238.000 euro/megawattuur en laden/ontladen kost 212.400 euro/megawatt, zodat de totale kosten voor een vieruurs batterij (4 megawattuur opslag en 1 megawatt laden/ontladen) uitkomen op 1,164 miljoen euro; round-trip-efficiëntie van 85 procent, levensduur 15 jaar, maximaal 5.000 cycli van laden/ontladen en disconteringsvoet van 7 procent. Zie Veenstra en Mulder (2025a) voor verdere toelichting. Deze aannames zijn (nog steeds) representatief voor de huidige kosten en efficiëntie van batterijen.

ESB

Een andere restrictie is dat batterijen niet alleen een eindige technische levensduur hebben, maar ook niet meer dan een bepaald aantal cycli (van laden en ontladen) kunnen doorlopen. Dit betekent dat een exploitant zal proberen om batterijen vooral te gebruiken wanneer de opbrengst van een cyclus het hoogst is, en dus niet op kleine prijsverschillen zal willen reageren (Metz en Saraiva, 2018). Dit laatste geldt ook omdat er bij elke transactie belasting moet worden betaald, en mogelijk ook nettarieven, waardoor kleine prijsverschillen economisch nog minder aantrekkelijk zijn.

Bij het gebruik van de batterij kan een exploitant verschillende strategieën volgen. In dit artikel richten we ons op één geavanceerde strategie en twee simpele strategieën. Voor de geavanceerde strategie (*perfecte-voorkennis-prijsnemerstrategie*) veronderstellen we dat de exploitant perfecte informatie over nabije toekomstige elektriciteitsprijzen heeft, maar niet in staat is het effect van batterijen op de prijsvorming mee te nemen. De twee simpele strategieën zijn gebaseerd op historische prijzen. Bij de *naïeve-voorspellingstrategie* wordt die strategie gevolgd die in de voorgaande week optimaal zou zijn geweest. Bij de *vaste-periodestrategie* worden vaste uren en kwartieren uit het voorgaande jaar met de laagste en hoogste prijzen gebruikt om in het nieuwe jaar respectievelijk te kopen en te verkopen.

Data en model

Omdat van batterijen bekend is dat ze niet langdurig energie kunnen opslaan (Topalović et al., 2023), richten we ons op de dag-vooruitmarkt en de intraday-markt (kader 1). De dag-vooruitmarkt en de intraday-markt op de EEX werken op basis van biedingen, die bestaan uit een hoeveelheid en een prijs. We beschikken over alle biedingen die op de EEX op de dag-vooruitmarkt en de intraday-markt in 2024 zijn gedaan. Een marktpartij die stroom wil verkopen kan een bod doen dat aangeeft hoeveel stroom verkocht kan worden en de minimale prijs die de marktpartij wil hebben. Een bod van een marktpartij die stroom wil kopen geeft ook een hoeveelheid aan, en de maximale prijs die de marktpartij bereid is om te betalen. Door al deze biedingen te combineren kunnen een aanbodcurve en een vraagcurve gemaakt worden; de intersectie van de curves bepaalt de uiteindelijke stroomprijs.

We maken gebruik van een model van de elektriciteitsmarkt (zie Veenstra en Mulder (2025a) voor de technische details). Hierin gebruiken we de gegevens over alle Nederlandse biedingen in 2024 om de Nederlandse vraag- en aanbodcurven in dat jaar te bepalen. Deze curven veranderen elk uur (dag-vooruit) of elke vijftien minuten (intraday), en kunnen gebruikt worden om de effecten van batterijen op de marktprijzen te bepalen. We doen dit door biedingen van de batterij, afhankelijk van de strategie die gebruikt wordt, toe te voegen aan de bestaande biedingen en zo de nieuwe marktevenwichten te berekenen.

Effecten op elektriciteitsprijzen

Door de inzet van een grote hoeveelheid batterijen op de elektriciteitsmarkt worden de pieken en dalen in de

prijsbewegingen afgevlakt (figuur 1). Een grotere hoeveelheid batterijen leidt dus tot minder prijsfluctuaties, wat de winstgevendheid van de batterijen vermindert. Omdat de exploitant in de perfecte-voorkennis-prijsnemerstrategie geen rekening houdt met zijn effect op de prijsbewegingen, wordt steeds de maximale capaciteit ingezet, wat in dit geval betekent (gecorrigeerd voor conversieverliezen) 250 megawatt laden of ontladen.

Omdat zowel de hoge prijzen lager worden als de lage prijzen hoger worden, verandert de ongewogen gemiddelde stroomprijs nauwelijks door het gedrag van de batterijen. Dit betekent dat huishoudens met een contract met een vaste prijs daar niet zo veel van hoeven te merken, maar bij huishoudens met een dynamisch contract is dat anders. Omdat de stroomprijzen bijvoorbeeld tussen 18:00 en 20:00 uur vaak relatief hoog zijn door een hoge vraag naar stroom, proberen exploitanten van batterijen (in onze modelsimulatie) vaak om stroom in deze periodes te verkopen. Vergelijken met de originele dag-vooruit-prijzen in 2024 leidt het handelen van batterijbeheerders tot een prijsdaling vijf tot zeven procent in deze uren. Consumenten met een dynamisch stroomtarief zouden hiervan kunnen profiteren. Door een vergelijkbaar mechanisme stijgen de stroomprijzen tussen 12:00 en 14:00 uur door toedoen van batterijexploitanten met elf tot twaalf procent, wat ook positief kan zijn voor consumenten met een dynamisch stroomtarief en zonnepanelen.

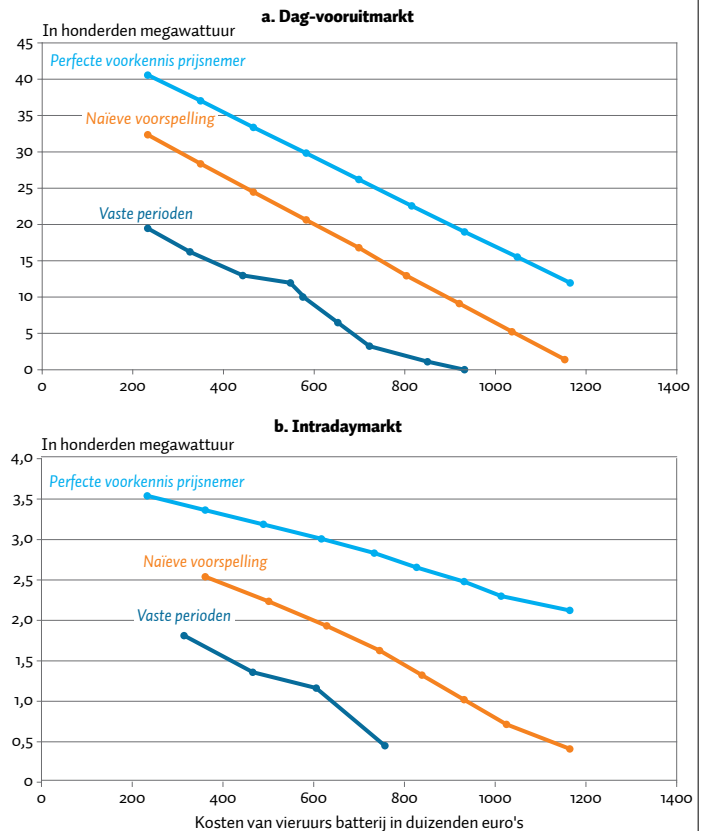
Winstgevendheid

Bij een geringe omvang van de batterijcapaciteit zijn de operationele winsten het hoogst (figuur 2). De operationele winsten dalen bij een grotere hoeveelheid batterijen in de markt. Een zelfde patroon wordt gevonden voor de netto contante waarde van de investering (de mate waarin de operationele winsten voldoende zijn om de investering in de batterij terug te verdienen gedurende de levensduur van de batterij).

Op de intraday-markt kan de exploitant bij een geringe omvang van de batterijcapaciteit hogere winsten halen dan op de dag-vooruitmarkt, blijkt uit onze modelanalyse. Dat komt omdat de prijzen in deze markt meer fluctueren dan in de dag-vooruitmarkt. Wanneer echter de omvang van de geïnstalleerde batterijcapaciteit toeneemt, dalen de winsten in de intraday-markt sterker dan in de dag-vooruitmarkt. Dit komt omdat de omvang van de intraday-markt beperkt is waardoor extra aanbod en vraag vanuit batterijen een groot effect heeft op de prijzen. In 2024 was het marktvolume in

Break-even batterijcapaciteit

FIGUUR 3



Noot: De break-even capaciteit geeft aan hoeveel batterijen winstgevend kunnen worden geïnstalleerd bij de prijschommelingen zoals die in 2024 voorkwamen. De huidige kosten, die we ook hanteren voor de analyse in Figuur 2, bedragen ongeveer 1,16 miljoen euro.

ESB

Kortetermijn-elektriciteitsmarkten

KADER 1

De elektriciteitsmarkt bestaat uit allerlei deelmarkten die met elkaar verbonden zijn via het elektriciteitsnetwerk, waarbij alle opwekking en verbruik van elektriciteit nauw met elkaar samenhangen en die elke seconde in evenwicht moeten zijn. De handel in elektriciteit is in Europa zo georganiseerd dat de meeste landen gelijk zijn aan één afzonderlijke marktzone, die onderling verbonden zijn via de grensoverschrijdende transportcapaciteiten. De handel per marktzone vindt plaats op verschillende manieren: bilateraal, via een makelaar (de zogenoemde over-the-countermarkt) of via een beurs waarin

op basis van alle biedingen van vraag- en aanbieders marktprijzen worden bepaald.

In Nederland zijn een paar beurzen voor elektriciteit actief, zoals EEX en NordPool (Mulder, 2023).

De handel op de elektriciteitsmarkt heeft betrekking op verschillende toekomstige periodes, zoals alle uren in het volgende kalenderjaar (de jaar-vooruitmarkt), alle uren van de volgende dag (de dag-vooruitmarkt), of enkele kwartieren van volgende uren op dezelfde of de volgende dag (de intraday-markt). Vanaf 1 oktober 2025 vindt de dag-vooruitmarkt ook op kwartierbasis plaats.

de dag-vooruitmarkt ongeveer 50 terawattuur en in de intraday-markt ongeveer 0,5 terawattuur.

Break-even capaciteit

Er is dus een nauwe relatie tussen de omvang van de geïnstalleerde batterijcapaciteit en de winstgevendheid daarvan. Hoeveel batterijen winstgevend kunnen worden geïnstalleerd hangt af van de kosten van batterijen, de strategie waarmee ze worden geëxploiteerd en de effecten op de prijzen in de verschillende markten.

De meeste batterijcapaciteit kan worden ingezet in de dag-vooruitmarkt en deze maximale capaciteit is groter naarmate geavanceerdere strategieën worden gebruikt en de kosten van batterijen lager zijn (figuur 3). Wanneer de exploitatie van de batterijen echter gebeurt op basis van de vaste-periodenstrategie, dan is er (met de prijschommelingen van 2024) vrijwel geen ruimte voor winstgevende exploitatie.

Als de batterijkosten met vijftig procent dalen, dan is er met de vaste-periodestrategie ruimte voor ongeveer 1.000 megawattuur opslagcapaciteit. En wanneer er een geavanceerde strategie met betere inschattingen van toekomstige prijsbewegingen wordt gebruikt, dan stijgt de maximale winstgevende capaciteit tot ongeveer 3.000 megawattuur – dat is ongeveer de totale batterijcapaciteit die er ontstaat wanneer zo'n vijftien procent van alle huishoudens die nu zonnepanelen hebben een thuisbatterij van 6 kilowattuur zouden aanschaffen en er geen andere, grootschalige, batterijinstallaties zijn. Wanneer er wel grootschalige batterijprojecten ontstaan, zoals FlevoBess (Eneco, 2025) en Mufasa (TW, 2024), is er minder ruimte voor huishoudens om zelf ook via hun thuisbatterij te profiteren van prijsverschillen in de elektriciteitsmarkt. De voordelen van thuisbatterijen moeten dan elders worden gezocht, bijvoorbeeld via de benutting van zelf-opgewekte elektriciteit.

Conclusies

Batterijen zullen een steeds grotere rol gaan spelen in elektriciteitsmarkten om de fluctuaties in productie en vraag op elkaar af te stemmen. Als in de toekomstige energiemix weersafhankelijke bronnen zoals zon en wind een steeds grotere rol spelen (zie Veenstra en Mulder, 2025b), kan dat leiden tot sterkere prijschommelingen, wat de waarde van flexibiliteit en dus van batterijen vergroot.

De winstgevendheid is echter sterk afhankelijk van de totale hoeveelheid batterijen, waardoor het risico bestaat dat er te veel batterijen worden geïnstalleerd,

wat het investeren in batterijen tot een riskante onderneming maakt. Daarbij komt dat voor een winstgevende exploitatie het belangrijk is om goede inschattingen te maken van ontwikkelingen in de markt en om geavanceerde strategieën te gebruiken voor de exploitatie, waardoor het minder voor de hand ligt dat veel huishoudens hierin actief worden, laat staan dat de overheid dat zou bevorderen. Het gebruik van batterijen voor exploitatie van prijsfluctuaties kan daarom het beste aan marktpartijen worden overgelaten.

Literatuur

- CBS (2025) *Grote batterijen voor opslag van elektriciteit*. CBS Statistiek, 17 juli.
- Eneco (2025) *FlevoBESS realiseert in 2025 de grootste batterij van Nederland*. Eneco Nieuwsbericht, 6 januari.
- IEA (2025) *Electricity 2025: Analysis and forecast to 2027*. IEA Rapport, 14 februari.
- Komorowska, A. en P. Olczak (2024) Economic viability of Li-ion batteries based on the price arbitrage in the European day-ahead markets. *Energy*, 290, 130009.
- Masciandaro, C. en M. Mulder (2025) *Zonnepanelen ook rendabel zonder salderingsregeling*. ESB, te verschijnen.
- Metz, D. en J.T. Saraiva (2018) Use of battery storage systems for price arbitrage operations in the 15- and 60-min German intraday markets. *Electric Power Systems Research*, 160, 27–36.
- Mulder, M. (2023) *Regulation of energy markets: Economic mechanisms and policy evaluation*. Cham: Springer.
- NL en E.S. (2024) *Thuisbatterijen: waar doen we het voor?* Solar Storage Magazine, Nieuws, 23 december.
- Topalović, Z., R. Haas, A. Ajanović en M. Sayer (2023) Prospects of electricity storage. *Renewable Energy and Environmental Sustainability*, 8, 2.
- TW (2024) *Grootste batterij van Nederland komt naar Vlissingen: 200.000 huishoudens voorzien van stroom*. TW Nieuwsbericht, 19 februari.
- Veenstra, A.T. en M. Mulder (2025a) Profitability of batteries in day-ahead and intraday electricity markets: Assessment of operation strategies with endogenous prices. *Energy Economics*, 148, 108608.
- Veenstra, A., & Mulder, M. (2025b). Kosten extra kerncentrale hoog, maar effect op wind- en zondprojecten beperkt. ESB, te verschijnen.

Help waterstof door de hypecurve

Waterstof is de afgelopen tien jaar keurig langs de traditionele hypecurve van nieuwe technologie gelopen. Van een obscuur molecuul waar nog maar weinigen van hadden gehoord, groeide het richting 2020/2021 in snel tempo uit tot de heilige graal van de energietransitie. Ik herinner me bewonersavonden in wijken die 'van het gas af moesten', waar fel werd geïmagineerd tegen het voorgenomen warmtenet omdat 'onze cv-ketel en gasfornuis straks gewoon op waterstof kunnen'. Op enkele plekken in Nederland is er in die dagen van overmoed daadwerkelijk begonnen aan 'wijken op waterstof'. Vanaf 2022 botsten de hoge verwachtingen van de ontluikende waterstoftechnologie echter keihard op de rauwe realiteit van inflatie, hogere rentes en een grimmi-geopolitiek. Projecten worden massaal vertraagd of afgeblazen. We zitten inmiddels in de snel neerwaartse lijn van de hypecurve.

Wat blijft er over van het waterstofsprookje? Voorspellen is moeilijk en dat geldt zeker voor onze energievoorziening. Toch zijn er op basis van de structuur van onze samenleving, de stand van de techniek en de wetten van de natuurkunde zinnige inschattingen te maken over de rol van waterstof in onze energievoorziening. Het antwoord op de vraag blijkt dan: veel, angstaanjagend veel. Of beter: vrolijk makend veel.

Waterstof is zeker niet de heilige graal. De basis van een toekomstig CO₂-vrij energiesysteem wordt verzorgd door schone elektriciteit. We gaan er naar verwachting drie tot vier keer zoveel van verbruiken, want we rijden en verwarmen straks grotendeels op elektronen in plaats van op de brandstoffen (olie respectievelijk gas) die we daar vandaag de dag voor inzetten. Het beste nieuws van deze snelle elektrificatie is dat rijden en verwarmen op elektriciteit zoveel efficiënter is dat we in 2050, ondanks een fors grotere economie, in totaal naar verwachting zo'n twintig procent minder energie nodig hebben dan nu (RVO, 2024). Dat helpt bij de verduurzaming.

Elektriciteit kan echter niet de enige energiedrager in ons systeem zijn. Voor hoge temperaturen en het zware vervoer over lan-



DIEDERIK SAMSON

Voorzitter van de raad van commissarissen van de Gasunie

ge afstanden schieten elektronen tekort. En wie staal, cement of kunststoffen wil maken, heeft daarvoor geen elektronen maar moleculen nodig. Bovendien is een CO₂-vrij elektriciteitssysteem op basis van zon en wind voor de balancerende afhankelijk van (CO₂-vrij) regelbaar vermogen.

Waterstof kan (puur of in andere vorm, zoals ammoniak of methanol) al deze functies vervullen en zal, samen met biogene energiedragers (zoals biogas), in het resterende deel van de energievraag moeten voorzien. In 2050 hebben we daarvoor in Nederland, afhankelijk van het succes van elektrificatie, drie tot zes miljard kilogram groene waterstof nodig (RVO, 2024).

Zelfs als je die groene waterstof maar voor de helft zelf wil maken (en de rest importeert of uit blauwe waterstof, gemaakt uit aardgas in combinatie met CO₂-opslag, haalt) heb je 15 tot 30 gigawatt aan elektrolyse-vermogen nodig. Op dit moment staat in Nederland 0,006 gigawatt opgesteld. De hoeveelheid groene waterstof uit elektrolyse moet in Nederland in de komende 25 jaar dus verdrieduizendvoudigen. Angstaanjagende cijfers.

Dus toch een hype? Nee hoor. Zon-energie groeide de afgelopen 25 jaar met een factor van meer dan tienduizend (RVO, 2024). De wereldwijde elektrolysemarkt verdubbelde de afgelopen jaren ieder jaar en zelfs in de meest sombere voorspellingen van het Internationaal Energieagentschap groeit de wereldmarkt al met een factor vijftig in de komende zeven jaar. Het gaat gebeuren.

Maar misschien niet hier. Het belangrijkste – en door de Haagse impasse van de afgelopen jaren reële – risico is dat we als Nederland de boot missen. Het wordt hoog tijd dat ons land zich herpakt en zijn innovatie- en investeringskracht gaat benutten om een schone, betrouwbare en onafhankelijke energievoorziening te bouwen. De hype voorbij.

Literatuur

RVO (2024) *Metastudie NPE achtergronddocument*. Nationaal Plan Energiesysteem. Te vinden op www.rvo.nl.

Vraag sturen

Het duurzame aanbod piekt vaak op andere momenten dan de energievraag. Is het mogelijk de vraag meer te laten aansluiten op het aanbod?

Niet beperking van stroomvraag is nodig, maar verplaatsing uit piekuren

Al jaren spoort de overheid huishoudens en bedrijven aan om elektriciteit te besparen. Maar is dat nog wel zo verstandig, nu de elektriciteitsopwekking steeds schoner wordt?

IN HET KORT

- Inzetten op generieke elektriciteitsbesparing was logisch toen vervuiling bij de productie onvoldoende belast werd.
- Nu productie schoner is, frustreert generieke elektriciteitsbesparing juist de energietransitie die vraagt om elektrificatie.
- Beleid gericht op begrensde rationaliteit of op verplaatsing van elektriciteitsverbruik naar buiten de piekuren is wel nuttig.

CAMIEL SCHUIJREN

Beleidsmedewerker bij het Ministerie van Economische Zaken (EZ)

FLORIS SWETS

Beleidsmedewerker bij EZ

Energiebesparing is al decennia een belangrijk beleidsdoel in het energiedomein. Energiebesparing is een van de rationales van de energiebelasting (Rijksoverheid, 1995), een van de vijf uitgangspunten van het Nationaal Plan Energiesysteem (Rijksoverheid, 2023), en een separaat Europees beleidsdoel met bijbehorende doelstellingen (Europese Commissie, 2012).

Dit beleidsdoel is ontstaan in een periode waarin het energiesysteem vrijwel geheel op fossiele energie draaide, maar past niet goed bij een energiesysteem dat steeds zwaarder op hernieuwbare elektriciteit dient te leunen.

In dit artikel beargumenteren we vanuit een welvaartseconomisch perspectief dat generiek besparingsbeleid voor elektriciteitsconsumptie plaats dient te maken voor doelgericht besparingsbeleid.

Welvaartseconomisch perspectief

In de welvaartstheorie leidt een besparing zonder verlies van nut tot welvaartswinst: er kan dan meer met de

beschikbare middelen. Het marktmechanisme voorziet daarbij in een prikkel voor efficiëntie: bedrijven pogen goederen en diensten tegen zo laag mogelijke kosten te produceren, en dus met zo min mogelijk benutting van schaarse productiefactoren.

Zo bezien is separaat beleid ten behoeve van besparing, bij afwezigheid van marktfalen, niet nodig. In een goed werkende markt worden de hoeveelheid tafels, televisies of tennislessen bepaald door het nut dat consumenten eraan ontleen, versus de kosten die nodig zijn om erin te voorzien. Besparingsbeleid is in dat geval zelfs welvaartsverlagend: het belemmert transacties die meer nut opleveren dan ze aan schaarse productiemiddelen vergen.

Bij energie zijn er vier vormen van potentieel marktfalen denkbaar waardoor het marktmechanisme niet goed werkt en energiebesparingsbeleid welvaartsverhogend kan zijn. We gaan steeds na of de legitimiteit voor energiebesparingsbeleid vanuit deze vormen van marktfalen overeind blijft als elektriciteit een dominantere rol inneemt in het energiesysteem en de productie daarvan hernieuwbaar wordt.

Onbeprijde externe effecten

Lange tijd leunde de elektriciteitsproductie op fossiele brandstoffen, die voor negatieve externe effecten zorgen, zoals luchtvervuiling en CO₂-uitstoot. Niet al deze externe effecten werden beprijsd, waardoor beleid gericht op energiebesparing verstandig was om de effecten langs die weg te beperken.

Inmiddels ziet de elektriciteitsproductie er heel anders uit: meer dan de helft van de in Nederland opgewekte stroom is nu hernieuwbaar (CBS, 2025) en in 2030 zal dat naar verwachting bijna driekwart zijn (PBL, 2024). Daardoor treedt het belangrijkste negatieve externe effect – de CO₂-uitstoot – in slechts

beperkte mate op. En waar dit effect nog wel optreedt, wordt het door het Europese emissiehandelssysteem op een efficiënte manier beperkt.

Groeiend elektriciteitsverbruik leidt de komende jaren in veel gevallen juist tot emissiereductie, zowel door fossiele energiebronnen te vervangen als – heel direct – bij koolstofverwijdering.

De andere externe effecten van hernieuwbare elektriciteitsproductie zijn een stuk beperkter en worden óf meegenomen in de prijs, óf aangepakt via normering. De kosten van grond, arbeid en materialen zijn allemaal onderdeel van de productiekosten en dus ingeprijsd. Geluidsoverlast en horizonvervuiling pakt de Nederlandse overheid aan via normen en dat is geschikter dan generiek besparingsbeleid omdat normen direct sturen op het externe effect.

Geopolitieke onafhankelijkheid

Energiebesparing kan ervoor zorgen dat we minder afhankelijk zijn van niet-bevriende landen. Tijdens de energiecrisis in 2021 en 2022 werd afhankelijkheid van import van energie pijnlijk duidelijk. Bij hernieuwbare energie spelen deze geopolitieke afhankelijkheden een veel kleinere rol. Hoewel we nog steeds afhankelijk kunnen zijn van andere landen voor bijvoorbeeld zonnepanelen en windturbines en de daarvoor benodigde grondstoffen, is de geopolitieke impact van een leveringsstop van kapitaalgoederen veel minder acuut dan van een leveringsstop van fossiele energiedragers als aardgas, olie en kolen. Reeds geïnstalleerde wind- en zonneparken worden veel minder geraakt door importbeperkingen. Sterker nog: elektriciteit is juist een bouwsteen van geopolitieke onafhankelijkheid, aangezien bij elektrificatie in eigen land opgewekte stroom vaak geïmporteerde fossiele brandstoffen vervangt.

Kosten piekbelasting

Door de energietransitie lopen de kosten van aanleg en onderhoud van het elektriciteitsnetwerk sterk op (Rijksoverheid, 2025), maar generiek besparingsbeleid leidt niet per se tot minder kosten. De relatie tussen verbruik en de noodzaak voor infrastructurele investeringen is namelijk complex en indirect: verbruik op momenten buiten de piek leidt niet tot grotere investeringen. Bovendien worden de kosten voor infrastructurele investeringen conform het kostenveroorzakingsbeginsel neergelegd bij gebruikers, al is hier nog veel ruimte voor betere toepassing van dit beginsel (Rijksoverheid, 2025) – de netbeheerders werken momenteel aan de vormgeving

hiervan (ACM, 2024). Gerichtere instrumenten zoals tijdsgedifferentieerde tarieven kunnen het marktmechanisme helpen om vraag en aanbod beter bij elkaar te brengen; generiek energiebesparingsbeleid kan dat niet.

Begrensd rationaliteit

Verbruik van energie is niet altijd een rationele afweging van kosten en baten. Het bekendste voorbeeld hiervan is het vermogen van stofzuigers: omdat veel consumenten zich blindstaarden op het vermogen van het product, hebben producenten een prikkel om onnodig inefficiënte stofzuigers te produceren. Dat kan reden zijn voor overheidsingrijpen: de Europese Ecodesign-regulering die efficiëntie van producten voor consumenten normeert, is een goed voorbeeld van proportioneel en geëigend energiebesparend ingrijpen zonder welvaartsverlies voor consumenten.

Ook verspillen huishoudens en bedrijven soms energie doordat ze onvoldoende investeren in energiebesparende maatregelen die zorgen voor een lagere energierekening. In deze gevallen kan gericht beleid dat irrationeel of inefficiënt energieverbruik voorkomt welvaartsverhogend zijn. Een goed voorbeeld is de energiebesparingsplicht voor bedrijven en maatschappelijke instellingen, die maatregelen met een terugverdientijd van minder dan vijf jaar verplicht.

Deze gevallen van begrensd rationaliteit zijn echter onvoldoende onderbouwing voor generiek beleid gericht om stroom te besparen. Het kan bijvoorbeeld zeer legitiem zijn om meer elektriciteit te verbruiken om huizen te verwarmen of te koelen ten behoeve van een groter wooncomfort.

Risico's voor de energietransitie

Behalve dat een beleid voor generieke elektriciteitsbesparing vanuit welvaartseconomisch perspectief dus niet de juiste beleidsinterventie is, kan het ook op twee manieren de energietransitie frustreren.

Voldoende vraag nodig

Beleid voor generieke elektriciteitsbesparing staat op gespannen voet met het belangrijkste onderdeel van de energietransitie: elektrificatie. In het toekomstige energiesysteem vormt elektriciteit de ruggengraat, aldus het Nationaal Plan Energiesysteem. In 2050 moet de industrie grotendeels geëlektrificeerd zijn, net als de mobiliteit en de gebouwde omgeving, resulterend in een verviervoudiging van de elektriciteitsvraag naar ruim 2.000 petajoule per jaar (Rijksoverheid, 2023).

Om dat doel te bereiken moeten de verschillen de schakels in het energiesysteem gelijktijdig dezelfde kant op bewegen: opschaling van hernieuwbare energiebronnen, uitrol van elektriciteitsinfrastructuur én snelle vraagontwikkeling. Als de vraagontwikkeling stopt, ontstaat het risico op onderbenutting van dure infrastructuur en verslechterende businesscases voor hernieuwbare productie – en zo kan de energietransitie stranden. Een concreet voorbeeld hiervan is het uitstel van de vergunning voor windparken door de tegenvallende elektriciteitsvraag (Tweede Kamer, 2025).

Om transitiefalen te voorkomen doet het narratief er toe. Om de schakels allemaal gelijktijdig dezelfde kant op te bewegen, is er een duidelijk signaal nodig dat de Nederlandse economie moet elektrificeren. Op korte termijn hoort daar eerder stimulering van elektriciteitsgebruik bij dan ontmoediging.

Overvloedig aanbod benutten

Een tweede reden waardoor generiek besparingsbeleid bij elektriciteit schadelijk kan zijn, is de variabiliteit van productiekosten. Omdat de marginale kosten van wind- en zonne-energie vrijwel nihil zijn, zijn de groothandelsprijzen voor elektriciteit steeds vaker vrijwel 0 (of zelfs negatief). In 2024 was de elektriciteitsprijs negen procent van de uren nihil of negatief, tegenover twee procent in 2022 (ANWB, 2025). Het resultaat is dat windmolens en zonnepanelen afgeschakeld worden, zodat nu al ongeveer tien procent van de capaciteit onbenut blijft (Visser, 2025). Een goed dat steeds vaker zo overvloedig is dat het (vrijwel) gratis is, leent zich niet voor generieke besparingsdoelen. Voor een efficiënt energiesysteem is het juist van belang om zo goed mogelijk gebruik te maken van deze overvloedige schone energie, en prikkels daarmee in lijn te brengen.

Transitieproof besparingsbeleid

Energiebesparing in brede zin was lange tijd een legitiem beleidsdoel, met name vanwege de fossiele aard van de energievoorziening. Productie ging gepaard met CO₂-uitstoot, luchtvervuiling en sterke strategische afhankelijkheden. Deze maatschappelijke kosten waren grotendeels niet begripd, waardoor er overproductie en -consumptie optrad.

De welvaartseconomische rationale voor generiek beleid voor elektriciteitsbesparing – waarvan het belangrijkste voorbeeld de energiebelasting op elektriciteit – is in de energietransitie echter zwak. Elektriciteitsbesparingsbeleid is geenszins *no regret*, ondanks dat dit

wel vaak wordt betoogd. Zulk beleid ontmoedigt óók consumptie waar marktfalen niet speelt, en heeft wel de nadelen van transitiefalen, marktverstoring en het onbenut laten van energieoverschotten. Zeker wanneer de (relatieve) prijzen van elektriciteit beïnvloed worden door het beleid, verstoort het investeringsbeslissingen in elektrificatie, en zet het een kunstmatige rem op de noodzakelijke elektriciteitsvraag.

Wel is er ruimte voor gericht besparingsbeleid. Begrensd rationaliteit kan een legitieme aanleiding zijn voor bijvoorbeeld de Ecodesign-regulering en de energiebesparingsplicht. Dit beleid kan zich richten op elektriciteitsgebruik dat tegen relatief lage kosten kan worden beperkt.

Bovenal zou de transitie gebaat zijn bij een focus op consumptieverplaatsing naar momenten dat er veel hernieuwbare elektriciteit beschikbaar is, zodat vraag en aanbod gedurende de dag beter op elkaar aansluiten. Dit leidt tot minder CO₂-uitstoot, aangezien het aanbod doorgaans het hoogst is als de zon schijnt of de wind waait. Daarnaast zorgt het ervoor dat we minder (van import afhankelijke) fossiel opgewekte elektriciteit gebruiken, en meer lokale hernieuwbare elektriciteit. En een verlaging van het gebruik in de piekuren belast het elektriciteitsnet minder. Op deze manier kunnen uitstoot en dure investeringen in het elektriciteitsnet voorkomen worden, hetgeen daadwerkelijk bijdraagt aan lagere maatschappelijke kosten zonder nut in te leveren.

Literatuur

- ACM (2024) *ACM steunt het uitgangspunt om netkosten eerlijker te verdelen over kleinverbruikers*. ACM Publicatie, 21 oktober.
- ANWB (2025) *Hoe vaak komen hoge en lage stroomtarieven voor?* ANWB Bericht.
- CBS (2025) *Helpt elektriciteitsproductie uit hernieuwbare bronnen*. CBS Statistiek, 10 maart.
- Europese Commissie (2012) *Directive 2012/27/EU of the European Parliament and of the Council of 25 October 2012 on energy efficiency, amending Directives 2009/125/EC and 2010/30/EU and repealing Directives 2004/8/EC and 2006/32/EC*. Te vinden op eur-lex.europa.eu.
- PBL (2024) *Klimaat- en Energieverkenning 2024*. PBL Rapport, 5490.
- Rijksoverheid (1995) *Wijziging van de Wet belastingen op milieugrondslag in verband met de invoering van een regulerende energiebelasting*. Rijksoverheid, kst-24250-3. Te vinden op officiëlebezoekingen.nl.
- Rijksoverheid (2023) *Nationaal Plan Energiesysteem*. Rijksoverheid, Rapport.
- Rijksoverheid (2025) *Schakelen naar de toekomst: IBO Bekostiging Elektriciteitsinfrastructuur*. Rapport, 7 maart.
- Tweede Kamer (2025) *Ontwikkelingen tenders windenergie op zee IJmuiden Ver Gamma en Nederwiek I-A*. Kamerbrief Ministerie van Klimaat en Groene Groei, DGKE-DRE / 97628620.
- Visser, B.M. (2025) [Grafiekopx.com/BM.Visser/status/1954430009856426366](https://grafiekopx.com/BM.Visser/status/1954430009856426366).

Richt beleid op efficiënt gebruik schaarse energie

Door de energietransitie zal de schaarste aan duurzame energie toenemen. Om te voorkomen dat de verduurzaming van bedrijven stopt en economische kansen blijven liggen, zal de overheid keuzes moeten maken over de verdeling van de energie.

IN HET KORT

- De energie moet gaan naar de sectoren die met de minste energie de meeste maatschappelijke baten opleveren.
- Overheidssteun moet worden gericht op verduurzaming van sectoren die bijdragen aan een toekomstbestendige economie.
- De overheid moet zeer terughoudend zijn met de compensatie van hoge energiekosten.

MARTIJN BLOM

Hoofdeconoom bij
CE Delft

WARD VAN SANTEN

Economisch
onderzoeker bij CE
Delft

BETTINA KAMPMAN

Energie-expert bij
CE Delft

Nederland kampt met een structurele schaarste op de energiemarkt. De opwek, het transport en de opslag van energie – met name elektriciteit – lopen tegen grenzen aan. De problemen op de energiemarkt zijn niet alleen het gevolg van de beperkte capaciteit in het energienetwerk, maar ook van de schaarse aanwezigheid van ruimte en arbeid. De druk op het elektriciteitsnet is inmiddels zo hoog dat meer dan 20.000 partijen op een wachtlijst staan voor een netaansluiting, soms tot wel tien jaar (IBO, 2025).

De energietransitie – met als doel een klimaatneutraal Europa in 2050 – zal de schaarste op de energiemarkt alleen maar verder vergroten vanwege een forse toename van de vraag naar duurzame energiedragers. Die vraag neemt toe doordat het aantal beschikbare CO₂-emissierechten stapsgewijs wordt beperkt, waardoor uitstootintensieve alternatieven relatief duurder worden en bedrijven en huishoudens sneller overstappen op schonere energiebronnen. Voor de verduurzaming van sectoren als industrie, mobiliteit en gebouwde omgeving zijn elektrificatie en de inzet van hernieuwbare moleculen, zoals waterstof en biograndstoffen, vereist, wat de concurrentie om deze schaarse middelen verder aanwakkert.

Om de energietransitie te behalen moet de elektriciteitsproductie tegen 2050 tot negen keer hoger liggen dan in 2022 (PBL, 2024a). Ook de beschikbaarheid van biograndstoffen en groene waterstof moet fors toenemen – tot wel 500 petajoule per jaar. Hoewel PBL (2024a) de energietransitie technisch haalbaar acht, zijn randvoorwaarden als ruimte, netcapaciteit, infrastructuur en tijdige investeringsbeslissingen door het planbureau niet meegenomen en allesbehalve vanzelfsprekend.

Naast de vraag of hernieuwbare-energiedragers in 2050 in technische zin beschikbaar zullen zijn, is ook de vraag van belang of Nederland de hierbij behorende nieuwe ketens tijdig en in voldoende mate kan opbouwen (CE Delft, 2024a; PBL, 2025a). Zo is de ambitie van 50 gigawatt wind op zee in 2040 al teruggeschaald naar 30 tot 40 (MinKGG, 2025), waarmee ook de ambitie van 70 gigawatt in 2050 zeer uitdagend zal worden. Ook de productie, import en aanvoerketen voor groene en blauwe waterstof moeten nog vrijwel volledig opgebouwd worden. Door hoge productiekosten en een gebrek aan vraag vanuit de industrie blijft de ontwikkeling van deze nieuwe waterstofketens achter bij eerdere ramingen (PBL, 2025a). Tegelijkertijd concurreert de Nederlandse import van groene waterstof wereldwijd met andere landen en industrieën. Verder kennen ook biograndstoffen een beperkte beschikbaarheid en lopen ze tegen duurzaamheidsgrenzen aan (CE Delft, 2024b; 2024c). Daarbovenop concurreert de inpassing van de infrastructuur voor nieuwe energiesystemen met andere ruimteclaims.

Aangezien de tijdige beschikbaarheid van voldoende duurzame energie allesbehalve zeker is, staat Nederland voor de uitdaging om die schaarse energie eerlijk en doelmatig te verdelen. Schaarste van beschikbare duurzame energie beperkt de mogelijkheid voor veel bedrijven om tijdig te verduurzamen. Zonder duidelijke keuzes dreigen inefficiënte investeringen en verlies van concurrentiekracht. In dit spanningsveld tussen de groeiende toekomstige vraag naar nieuwe energiedragers en het achterblijvende aanbod is een goede allocatie van toegang tot

duurzame energiedragers van belang. In dit artikel betogen we dat toegang tot duurzame energie een strategische keuze is, waarbij de overheid een rol moet spelen.

Overheidsingrijpen

Via prijsvorming en de internalisatie van externe kosten kan de markt de schaarse hernieuwbare energie efficiënt verdelen. Toch zijn er een aantal goede redenen om keuzes in schaarste niet helemaal aan de markt over te laten en om dit proces bij te sturen, zonder in de valkuil te trappen de ‘winnaars’ en ‘verliezers’ uit te pikken.

Onvoldoende beprijzing van externe effecten

Milieuschade, zoals CO₂-uitstoot, maar ook lucht-, bodem- en waterverontreiniging, wordt vaak niet volledig of helemaal niet in marktprijzen meegenomen (PBL, 2024b; CE Delft, 2024d). Dit geldt bij uitstek voor de internationaal opererende en energie-intensieve industrie, een sector die ook sterk profiteert van fossiele subsidies. Een belangrijke reden voor dit ‘beprijzingsgat’ is de bescherming van de internationale concurrentiepositie en vrees voor weglek van productie en banen. Daardoor blijft de prikkel om te verduurzamen zwak en blijven inefficiënte, vervuilende productieprocessen bestaan.

Het risico van onvolledige beprijzing is niet alleen dat klimaatdoelen voor de industrie verder uit zicht raken (en daarmee de transitie), maar ook dat de bestaande energie-intensieve industrie afhankelijk blijft van (fossiele) energie met structureel hoge energiekosten. Sinds de sluiting van het Groningse gasveld en het drastisch terugschroeven van de import van Russisch gas is de gasprijs in Europa immers structureel hoger, na de extreme prijspiek in 2022. Hoewel de gasprijzen de komende jaren zullen dalen, zal het niveau naar verwachting ook dan nog hoger liggen dan voor de gascrisis van 2021 (PBL, 2025b).

Coördinatieproblemen

Veel verduurzamingsprojecten, zoals waterstofinfrastructuur of elektrificatie, vergen gelijktijdige investeringen aan vraag- en aanbodzijde, en ook de keten daartussen. Marktpartijen investeren echter pas als de rest van de keten stappen heeft gezet. Dit kip-ei-probleem belemmert voortgang, en vraagt om marktcreatie voor nieuwe groene producten, die lastig concurreren in een situatie waarin fossiele producten te goedkoop zijn.

Publieke belangen

De energietransitie vraagt om een fikse uitbreiding van de infrastructuur en legt daarmee een flink beslag op de

beschikbare ruimte. Zonder overheidssturing bestaat het risico op suboptimale uitkomsten, zoals overbelasting van het net, ongelijke toegang of verlies van strategische bedrijvigheid.

Spill-overeffecten op verbruikssectoren

Hoge energieprijzen in de industrie beperken zich niet tot de primaire energie-intensieve sectoren zelf, maar werken door naar andere delen van de economie. Sectoren als bouw, landbouw, logistiek en maakindustrie zijn sterk afhankelijk van betaalbare (half)producten en grondstoffen uit de basissectoren. Als de energie-intensieve productie uit Nederland verdwijnt of structureel duurder wordt, verslechtert de concurrentiepositie van deze afgeleide sectoren. Dit vergroot de economische kwetsbaarheid in bredere ketens en kan leiden tot verlies aan werkgelegenheid en toegevoegde waarde buiten de industrie zelf.

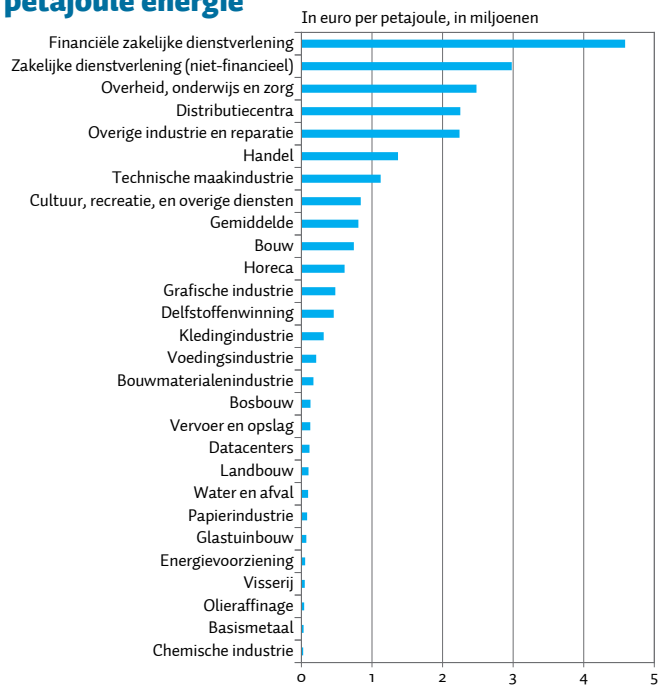
Beleidsopties

In het huidige beleid maakt de overheid al voortdurend (impliciete) keuzes in welke sectoren wel en niet ondersteund worden, bijvoorbeeld door middel van subsidiebudgetten en de eisen die hieraan gesteld worden. Ondanks dat er geen totaaloverzichten bestaan, maakt een door ons gemaakte vergelijking van de SDE++-bedragen en de fossiele subsidies aannemelijk dat veel directe overheidssteun (subsidiemiddelen voor verduurzaming en CO₂-opslag) en indirecte overheidssteun (fossiele subsidies in de vorm van verlaagde energiebelastingen) hierbij gaan naar CO₂-intensieve sectoren, die in relatieve zin (per eenheid energieverbruik) vaak beperkt bijdragen aan het Nederlandse verdienvermogen.

We moeten onszelf echter de vraag stellen of we wel willen investeren in de verduurzaming van sectoren die uiteindelijk geen toekomstperspectief in Nederland blijken te hebben; dat is immers geen efficiënte besteding van budget. We willen daarnaast ook vermijden dat bedrijven die bewust kiezen om voorop te lopen in de energietransitie, belemmerd worden in hun ontwikkeling. Bijvoorbeeld doordat ze geen aansluiting op het stroomnet kunnen krijgen of doordat de benodigde infrastructuur voor waterstof (en andere duurzame energiebronnen) simpelweg nog ontbreekt, of doordat de subsidiepot leeg is.

Bij de toewijzing van de toegang tot schaarse duurzame energie is het de uitdaging om marktwerking en overheidssturing in balans te brengen. Dat vraagt om een aanpassing van de inzet van het ondersteuning-instrumentarium voor de energietransitie.

Toegevoegde waarde sector naar gebruikte petajoule energie FIGUUR 1



Noot: De figuur is gebaseerd op CE Delft (2025). In die publicatie worden ook andere indicatoren (milieukosten, stikstofuitstoot, broeikasgasemissies en ruimtegebruik) gepresenteerd.

ESB

Stuur op toegevoegde waarde van sectoren

In een situatie van schaarste moet bij de toegang tot nieuwe of hernieuwbare energie de voorrang worden gegeven aan sectoren die in sterke mate bijdragen aan het verdienvermogen van Nederlandse bedrijven. Dit verdienvermogen zou idealiter vanuit een breed welvaarts perspectief bepaald moeten worden, waarbij rekening wordt gehouden met externe kosten zoals milieuvuiling (CO_2 -uitstoot, luchtverontreiniging, PFAS-uitstoot, et cetera) en externe baten zoals innovatie-spill-overs en strategische autonomie. Bedrijfsactiviteiten die een grote bijdrage aan de welvaart leveren, zouden dan sneller toegang moeten krijgen tot duurzame energie en waar nodig ook financieel ondersteund moeten worden om de nodige verduurzamingstransities door te kunnen maken.

Een eerste indruk van de maatschappelijke bijdrage kan worden verkregen door de toegevoegde waarde van sectoren af te zetten tegen het huidige energiegebruik. Hierbij scoren sectoren met een lage toegevoegde waarde per eenheid energiegebruik lager. Een recente studie, waarin deze en enkele andere 'duurzaamheidsindicato-

ren' zijn onderzocht, toont grote verschillen tussen sectoren (CE Delft, 2025). Dienstverlenende sectoren en de technische maakindustrie laten een hoge economische energie-efficiëntie zien (figuur 1). Sectoren als de chemie, basismetaal, olieraffinage en landbouw scoren juist slecht op deze indicator. De chemie, basismetaal-industrie en olieraffinage gebruiken tot 180 keer meer energie per verdiende euro dan de meest efficiënte sectoren. De technische maakindustrie levert 45 keer meer economische waarde op per hoeveelheid energie dan de chemische industrie. Met dit soort verschillen moet rekening worden gehouden bij de allocatie van energie.

Richt steun op toekomstbestendige bedrijvigheid

Door de energietransitie verschuiven concurrentievoordelen richting landen met ruime toegang tot goedkope, hernieuwbare energie, strategische materialen en technologische soevereiniteit. Dit betekent dat sommige basisindustrieën in andere delen van de wereld (of Europa) goedkoper kunnen opereren dan in Nederland.

In bepaalde gevallen kan de Nederlandse industrie energie-intensieve grondstoffen en halffabricaten beter importeren dan zelf produceren (CE Delft, 2023; TNO, 2024a; 2024b). Dit zien we bijvoorbeeld terug bij de Nederlandse ammoniakproductie voor kunstmest. Ook staal kan bijvoorbeeld in ruwe vorm geïmporteerd worden, waardoor energie-intensieve stappen bij Nederlandse productie niet langer nodig zijn.

Draghi (2024) betoogt dat Europa – en daarmee ook Nederland – strategisch moet investeren in sectoren die bijdragen aan duurzaamheid, technologische vernieuwing en structurele concurrentiekracht. Draghi pleit voor een herziening van het economisch beleid, gericht op toekomstbestendige groei en een doelmatiger inzet van publieke middelen. De Europese Commissie heeft eerder dit jaar de eerste stappen gezet om deze aanbevelingen te implementeren, met de Clean Industrial Deal.

Ook Nederland moet inspelen op de aanbevelingen in het Draghi-rapport door het beleid expliciet te richten op het versterken van een circulaire, innovatieve en schone economie, in plaats van middelen te blijven inzetten voor sectoren die weinig perspectief bieden in een klimaatneutrale en circulaire toekomst.

CE Delft (2023) laat zien dat er voor een aanzienlijk deel van de Nederlandse industrie toekomstperspectief is binnen een duurzaam energiesysteem. Zo liggen er kansen voor de verwerking van energie-intensieve halffabricaten tot eindproducten. Hierbij kan de meest energie-intensieve productiestap verplaatst worden naar regio's

met een overvloed aan goedkope hernieuwbare energie. Ook sectoren met een relatief lage energie-intensiteit die goed te elektrificeren zijn, bieden mogelijkheden. Denk hierbij aan de papier- en voedingsmiddelenindustrie en het energie-efficiënte midden- en kleinbedrijf. Verder zijn er kansen voor sectoren die vanwege hoge transportkosten gebonden zijn aan de Nederlandse afzetmarkt, zoals baksteen- en glasproductie.

Ook zijn er volop kansen voor nieuwe industrieën. Bijvoorbeeld voor de reparatie-, service- en recycling-sector, die inspeelt op levensduurverlenging en circulaire waardeketens. Ook zijn er mogelijkheden voor de voedingsmiddelenindustrie (met name voor de verwerking van plantaardige producten), de maakindustrie (zoals machinebouw, toeleveranciers voor de mobiliteitssector, en de productie van zonnepanelen en batterijen) en de ontwikkeling van biobased producten en brandstoffen, als alternatief voor fossiele grondstoffen.

Er is een duidelijk maatschappelijk belang om sectoren die bijdragen aan de energietransitie waar nodig te ondersteunen. Daarbij kan bijvoorbeeld worden gedacht aan programma's en fondsen om innovatieve technologieën op te schalen, en aan Europees en nationaal beleid om de vraag naar duurzame en circulaire grondstoffen te vergroten. Hiermee kan nieuwe bedrijvigheid ontstaan die zich in de toekomst kan ontwikkelen tot belangrijke pijler van de Nederlandse economie.

Wees voorzichtig met compensatie energiekosten

Recent pleitten Bollen et al. (2025) in *ESB* voor (gedeeltelijke) compensatie van hogere energieprijzen om export, inkomen en strategische autonomie te beschermen. Kostencompensatie neemt echter ook de druk weg om efficiënt om te gaan met energie en draagt daarmee dus verder bij aan de eerder geschetste schaarste. Elke prikkel om de vraag naar elektriciteit te verminderen en aanbod- en vraagprofielen slim af te stemmen, wordt weggenomen. Compensatie kan op korte termijn aantrekkelijk lijken, maar verzwakt prikkels tot verduurzaming en energiebesparing. Het houdt bedrijfsmodellen in stand die leunen op goedkope energie en schuift fundamentele keuzes vooruit.

Omdat energie- en productmarkten grensoverschrijdend zijn, is het essentieel dat eventuele steunmaatregelen en de afbouw van fossiele subsidies in EU-verband worden vormgegeven. Dit voorkomt een subsidiëringswedloop tussen lidstaten en waarborgt een gelijk speelveld voor energie-intensieve bedrijven. Bovendien biedt een Europese aanpak de mogelijkheid

om steun te koppelen aan duidelijke eisen, zoals investeringen in efficiëntie, elektrificatie of CO₂-reductie.

Tot slot

Bij het verlenen van steun voor verduurzaming aan bedrijven en sectoren ontbreekt het op dit moment aan een duidelijke langetermijnstrategie om de Nederlandse economie concurrerend te houden en tegelijkertijd rekening te houden met maatschappelijke doelen en schaarse middelen. Op dit moment kiest de overheid er – al dan niet impliciet – voor om *alle* sectoren en bedrijven te behouden en te helpen verduurzamen. Maar door iedereen te helpen, help je niemand écht. Door hierin geen vooruitstrevende keuzes te maken, zal het toekomstig beslag op schaarse productiefactoren in het energiesysteem verder toenemen. Hierdoor kunnen bedrijven die niet alleen sterk inzetten op verduurzaming, maar ook substantieel bijdragen aan het verdienvermogen van Nederland, niet beloond worden en in de knel komen.

Literatuur

- Bollen, J., M. Kuijper en J.P. van Soest (2025) Verplichte CO₂-terugname voor fossiele aanbieders versoepelt energietransitie. *ESB*, 110(4848), 376–378.
- CE Delft (2023) *Verkenning van een fossielvrije industrie*. CE Delft Rapport, Publicatienummer 23.220351.065.
- CE Delft (2024a) *Toetsing beleidsontwikkelingen waterstof*. CE Delft Rapport, Publicatienummer 24.230415.024.
- CE Delft (2024b) *Kennisbasis biograndstoffen*. CE Delft Rapport, Publicatienummer 23.230336.180.
- CE Delft (2024c) *Energy sources and demand*. CE Delft Rapport, Publicatienummer 24.220479.079.
- CE Delft (2024d) *True pricing van consumptiegoederen*. CE Delft Rapport, Publicatienummer 24.240299.180.
- CE Delft (2025) *Maatschappelijke waarde sectoren*. CE Delft Rapport, Publicatienummer 25.240400.001.
- Draghi, M. (2024) *The future of European competitiveness*. Europese Commissie Rapport, september. Te vinden op commission.europa.eu.
- IBO (2025) *Schakelen naar de toekomst: Over bekostiging elektriciteitsinfrastructuur*. Rapport interdepartementaal beleidsonderzoek bekostiging elektriciteitsinfrastructuur, 7 maart. Te vinden op www.rijksoverheid.nl.
- MinKGG (2025) *Het Windenergie Infrastructuurplan Noordzee*. Ministerie van Klimaat en Groene Groei, Rapport, juni. Te vinden op www.rijksoverheid.nl.
- PBL (2024a) *Trajectverkenning klimaatneutraal 2050*. Planbureau voor de Leefomgeving, Publicatie 5093.
- PBL (2024b) *Klimaatverandering in de prijzen in 2022 met een doorkijk naar 2030*. Planbureau voor de Leefomgeving, Publicatie 5446.
- PBL (2025a) *Groene waterstof: De praktische uitdagingen tussen droom en werkelijkheid*. Planbureau voor de Leefomgeving, Publicatie 5608.
- PBL (2025b) *Klimaat- en Energieverkenning 2025*. Planbureau voor de Leefomgeving, Publicatie 5692.
- TNO (2024a) *Exploration of the effects of (partially) replacing Dutch fertiliser and iron and steel production with imports*. TNO 2024 P10776.
- TNO (2024b) *Exploration of transition strategies in Dutch refineries and organic chemicals industry for climate policy*. TNO 2024 P10776.

Alternatieve nettarieven kunnen piekvraag sturen en netcongestie verminderen

Nederland kampt met een vol elektriciteitsnet. Het uitbreiden van het net kost veel geld en tijd. Capaciteits- en tijdsafhankelijke nettarieven kunnen het netcongestieprobleem op korte termijn al verminderen, blijkt uit een veldexperiment.

IN HET KORT

- Het laadgedrag van huishoudens met een elektrische auto kan de piekvraag op het elektriciteitsnet beïnvloeden.
- Gebruikers verlagen hun piekverbruik wanneer hun een statisch overschrijdingstarief opgelegd wordt.
- De piek wordt verschoven naar goedkopere tijdstippen wanneer het overschrijdingstarief tijdsafhankelijk is.

PETER DIJKSTRA

Senior econoom bij de ACM

DÁVID KOPÁNYI

Senior econoom bij de ACM

FLORIS VAN MONTFOORT

Promovendus aan de RUG en postdoc aan de VU

MACHIEL MULDER

Hoogleraar aan de RUG

Nederland elektrificeert in hoog tempo om de CO₂-uitstoot te verminderen en de energiekosten te beheersen. Huishoudens en bedrijven stappen over op elektrische alternatieven, zoals warmtepompen en elektrische voertuigen. Tegelijkertijd groeit het aanbod van hernieuwbare energie snel door de investeringen in windparken en zonnepanelen. Zowel het hoger verbruik als de hogere productie zorgen voor een toenemende piekbelasting van het net. Het elektriciteitsnet raakt daardoor steeds vaker overbelast, vooral tijdens piekmomenten, met vertragingen bij nieuwe aansluitingen en aanzienlijke maatschappelijke kosten tot gevolg (FD, 2024).

Om de toenemende druk op het elektriciteitsnet op te vangen, is, volgens het Interdepartementaal Beleidsonderzoek *Schakelen naar de toekomst* (2025), in de periode 2024–2040 circa 200 miljard euro aan investeringen in de energie-infrastructuur vereist. Hier-

door kunnen de netkosten voor huishoudens oplopen van gemiddeld 400 euro per jaar in 2024 tot circa 1.100 euro in 2040 (prijsniveau 2024).

Een aanvullende strategie is het efficiënter benutten van de bestaande netcapaciteit. Dat vergt met name het verlagen van de piekbelasting omdat de benodigde netcapaciteit wordt bepaald door de pieken in het gezamenlijke nettoverbruik – dat is de energie die huishoudens op een bepaald moment uit het net afnemen minus wat er gelijktijdig wordt teruggeleverd, bijvoorbeeld via zonnepanelen. Piekbelasting ontstaat wanneer dit nettoverbruik tijdelijk sterk toeneemt, zoals 's avonds bij het opladen van elektrische auto's of overdag door grootschalige teruglevering van zonne-energie.

Door minder elektriciteit tijdens de piekmomenten te verbruiken, of juist door minder teruglevering van zelfopgewekte energie, kan de piekbelasting, en dus de benodigde netcapaciteit, worden verlaagd.

Nettarieven kunnen huishoudens stimuleren hun verbruik – en, indien van toepassing, hun teruglevering – aan te passen, zodat de piekbelasting afneemt. De huidige nettarieven bieden huishoudens echter nog weinig prikkels om hun verbruik tijdens piekuren te beperken want zij betalen een vast bedrag, ongeacht het moment van verbruik. Dit systeem is voorspelbaar, maar stimuleert geen aanpassing van het gedrag om doelmatiger met het krappe net om te gaan, waardoor tijdens daluren de dan wel beschikbare netcapaciteit vaak onvolledig wordt benut.

Sinds kort gelden er voor industriële gebruikers wel alternatieve nettarieven, die daarmee enigszins gerelateerd zijn aan de actuele schaarste in het hoogspanningsnet van TenneT. In landen als België en Denemarken zijn inmiddels alternatieve tarieven voor particuliere gebruikers ingevoerd en in Nederland wor-



den vergelijkbare maatregelen verkend (Berenschot, 2024; ACER, 2025). Dankzij technologische ontwikkelingen, zoals slimme meters en automatische sturing, wordt het bovendien eenvoudiger voor gebruikers om hun verbruik af te stemmen op prijssignalen.

Om beter inzicht te krijgen in de effectiviteit van tarieven die huishoudens stimuleren hun piekverbruik – al dan niet op specifieke momenten – te verlagen, hebben wij een veldexperiment uitgevoerd onder 611 huishoudens met een elektrische auto. Het opladen van elektrische voertuigen veroorzaakt veel extra piekvraag omdat dat vaak op dezelfde momenten (einde van de dag) gebeurt, maar deze voertuigen bieden ook mogelijkheden om het net slimmer te benutten.

Opzet veldexperiment

Om de gedragseffecten van alternatieve tariefstructuren te onderzoeken, hebben we een gerandomiseerd veldexperiment uitgevoerd (Lunn, 2014), en recent onderzoek laat zien dat burgers hier overwegend positief tegenover staan (Dur et al., 2025).

In ons veldexperiment onderzoeken we een nettatarief waarbij huishoudens een overschrijdingstarief betalen voor hun verbruik dat boven een capaciteitsgrens van 5 kilowatt (kW) uitkomt. Het tariefconcept is erop gericht om piekverbruik te beperken: er geldt een tarief van 0,25 euro per kilowattuur (kWh) voor het deel van het verbruik dat de grens van 5 kW overschrijdt. De grens is dus in kW, de maatstaf voor belasting of vermogen, terwijl de overschrijding in kWh is, dat het gebruik van vermogen in de tijd meet (dus energie). In de prak-

Kenmerken van de drie experimentele groepen

TABEL 1

Groep	Overschrijdings-tarief van € 0,25 per kWh geldt	Aantal huishoudens	Maandelijks budget per huishouden in euro's
Statisch	Altijd	181	50
Tijdsafhankelijk	Tussen 17.00 en 2.00 uur	183	35
Controle	Nooit	247	5

ESB

tijk blijft het standaard huishoudelijk verbruik doorgaans onder de grens van 5 kW, maar dit kan worden overschreden wanneer meerdere grote apparaten gelijktijdig worden gebruikt, zoals het laden van een elektrische auto of het inschakelen van een warmtepomp. Zo heeft een laadpaal voor een elektrische auto vaak een vermogen van 11 kW.

We onderscheiden twee varianten van het overschrijdingstarief: een statische en een tijdsafhankelijke variant. Bij het statische tarief geldt de capaciteitsgrens altijd. Bij het tijdsafhankelijke tarief geldt de grenswaarde uitsluitend tijdens piekuren, van 17.00 tot 2.00 uur. Het statische tarief stimuleert huishoudens om apparaten met een hoog vermogen op een lager vermogen – en dus langzamer – te gebruiken. Bij het tijdsafhankelijke tarief worden huishoudens vooral aangemoedigd om hun vermogensverbruik tijdens de piekuren te beperken, want buiten deze uren kunnen zij onbeperkt en op volledig vermogen verbruiken.

Elektriciteitsverbruik boven de 5kW-grenswaarde en piekvraag per huishouden

TABEL 2

	Maandelijks verbruik boven grenswaarde van 5 kW, in kWh	Piekverbruik per maand, in kW	Piek- verbruik per week in kW
Statische groep	-16,93***	-0,56***	-0,82***
Tijdsafhankelijke groep	2,22	0,07	0,05
Gemiddelde waarde voorafgaand aan experiment in alle groepen	105,28	8,96	9,79
Aantal waarnemingen	4.868	4.868	20.680
R ²	0,76	0,83	0,58

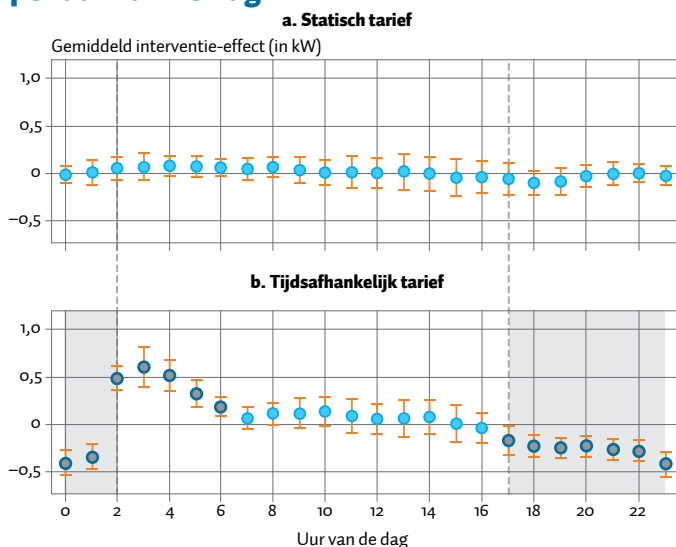
Noot: Beide specificaties bevatten fixed effects voor huishouden, maand, dag van de week en uur van de dag.

*** Significat op eenprocentniveau

ESB

Gemiddeld interventie-effect per uur van de dag

FIGUUR 1



Noot: de verticale lijnen per uur geven de 95% betrouwbaarheidsintervallen weer. De donkere stippen geven de statistisch significante verschillen (significat op vijfprocentniveau) weer. De grijze achtergrond geeft de piekuren weer voor het tijdsafhankelijke tarief.

ESB

Om de effecten van deze tarieven te meten, zijn de deelnemers aan het veldexperiment willekeurig verdeeld in drie groepen: een 'controlegroep' zonder overschrijdingstarief, een 'statische groep' met een tijdsafhankelijk overschrijdingstarief, en een 'tijdsafhankelijke groep' met een tijdsafhankelijk overschrijdingstarief tussen 17:00 en 2:00 uur.

Gedurende het onderzoek ontvingen huishoudens in de interventiegroepen maandelijks een budget om eventuele overschrijdingskosten te dekken. De tariefkosten werden per maand verrekend met het toegekende bedrag. Eventueel resterend budget mochten zij houden als beloning. Wanneer de overschrijdingskosten in een maand hoger uitvielen dan het budget, ontvingen zij die maand geen vergoeding, maar hoefden zij ook niets bij te betalen.

Het budget verschilde per groep en was gebaseerd op de gemiddelde overschrijdingen per groep voorafgaand aan het experiment (tabel 1). Daarbij werd rekening gehouden met de verwachte kosten, zodat de maandelijkse vergoeding bij ongewijzigd gedrag tussen de groepen vergelijkbaar was. Deze methode is eerder toegepast in vergelijkbare studies (Gillan, 2017; Burkhardt et al., 2019).

De financiële prikkel om piekverbruik te beperken was in beide interventiegroepen wel gelijk: voor elk kilowattuur dat wordt vermeden boven de grenswaarde, besparen huishoudens 0,25 euro. Huishoudens in de controlegroep ontvingen een vaste maandelijkse vergoeding als compensatie voor hun deelname: voor hen gold geen overschrijdingstarief en ze konden daardoor hun verbruik zonder bijkomende kosten boven de grens van 5 kW laten uitkomen.

Om het effect van de overschrijdingstarieven te bepalen, hebben we het elektriciteitsverbruik gemeten in de periode voorafgaand aan het experiment (de zogenaamde pre-treatment-periode van 1 september tot en met 31 oktober 2023), tijdens het experiment (van 1 november 2023 tot en met 31 maart 2024), en na afloop van het experiment (de zogenaamde post-treatment-periode van 1 april tot en met 30 augustus 2024). Het meten van het elektriciteitsverbruik tijdens de pre-treatment-periode stelt ons in staat om te controleren of de drie groepen voorafgaand aan het experiment vergelijkbare energieverbruiksprofielen en achtergrondkenmerken hadden. Deze periode fungeert tevens als referentiepunt voor het beoordelen van het elektriciteitsverbruik tijdens de treatment-periode. Het meten van het verbruik tijdens de post-treatment-periode heeft als doel om te zien in welke mate eventuele gedragsveranderingen blijvend zijn of weer verdwijnen wanneer de nettatarieven weer worden zoals ze waren.

Om het gemiddelde effect van de interventies vast te stellen, passen we een *difference-in-differences*-regressieanalyse toe.

Verandering in elektriciteitsverbruik

Voorafgaande aan de start van het experiment is het elektriciteitsgebruik in de drie groepen nagenoeg gelijk. Tijdens de nachtelijke uren is het verbruik, gemiddeld genomen, in de controlegroep iets lager dan in de andere twee groepen, maar overdag is er vrijwel geen verschil tussen de drie groepen.

Na introductie van de overschrijdingstarieven blijkt het verbruik echter te veranderen. Het blijkt dat de statische groep significant minder elektriciteit verbruikt boven de grens van 5 kW, namelijk gemiddeld 16,5 kWh minder (tabel 2). Dit is een vermindering van ongeveer acht procent ten opzichte van de gemiddelde waarde voorafgaand aan het experiment. In de tijdsafhankelijke groep is er geen statistisch significant ander elektriciteitsverbruik boven de 5kW-grens. Het beeld is vergelijkbaar als we kijken naar het hoogste piekverbruik per maand of per week. In de statische groep zijn pieken op zowel maand als weekbasis significant lager dan in de controlegroep, maar in de tijdsafhankelijke groep is dat niet zo.

Deze regressies laten zien of huishoudens hun piekverbruik (of verbruik boven de grens) verlagen, ongeacht het tijdstip waarop dat gebeurt. Het moment van piekverbruik per huishouden kan echter verschillen, terwijl de piek in de gezamenlijke netto-energievraag in de wijk bepaalt of de capaciteit van het elektriciteitsnetwerk toereikend is. Daarom analyseren we ook het elektriciteitsverbruik per uur, om te beoordelen in hoeverre er sprake is van een verschuiving in tijd.

Uit figuur 1 blijkt dat de groep met een tijdsafhankelijk tarief het gemiddelde verbruik tijdens de piekuren tussen 17.00 en 2.00 uur heeft verlaagd ten opzichte van de controlegroep. Na 2 uur 's nachts, wanneer deze groep geen tarief betaalt voor overschrijdingen, is er een sterke toename in elektriciteitsverbruik. De tijdsafhankelijke tarieven lijken dus te zorgen voor een verschuiving van de piek. Door het relatief hoge laadvermogen van elektrische auto's kan de piek in de nacht echter vergelijkbaar zijn met de piek in andere groepen.

Tabel 3 bevestigt deze verschuiving van elektriciteitsverbruik met een panelregressie. In de tijdsafhankelijke groep is tijdens piekuren gemiddeld per kwartier een 0,29 kWh lager elektriciteitsverbruik te zien, maar tijdens de daluren is het elektriciteitsverbruik gemiddeld per kwartier 0,18 kWh hoger. Per saldo wordt dus tijdens de vijftien daluren iets meer elektriciteit extra verbruikt (in totaal 2,7 kWh), dan er tijdens de negen piekuren wordt verminderd (in totaal 2,6 kWh).

Gemiddeld interventie-effect per kwartier elektriciteitsverbruik in kilowatt

TABEL 3

	Piekuren (17.00–2.00 uur)	Daluren (2.00–17.00 uur)
Statische groep	–0,04	0,02
Tijdsafhankelijk groep	–0,29***	0,18***
Gemiddeld elektriciteitsverbruik voorafgaand aan experiment, in alle groepen samen	1,28	0,44
Aantal waarnemingen (kwartieren)	4.524.651	7.760.387
R ²	0,11	0,14

Noot: Beide specificaties bevatten fixed effects voor huishouden, maand, dag van de week en uur van de dag.

*** Significant op eenprocentniveau

ESB

Voor de statische groep zien we in dit geval – anders dan in tabel 2 – dat het tarief geen significant effect heeft op het gemiddelde verbruik per uur van de dag. De richting van de coëfficiënten wijst echter wel op een lichte spreiding. Omdat de figuur het gemiddelde effect toont voor alle huishoudens over alle dagen, kan het zijn dat de verlaging van het individuele piekverbruik – zoals we eerder zagen in tabel 2 – hier niet zichtbaar is, omdat het effect wordt uitgemiddeld. Niet elk huishouden laadt de auto immers iedere dag.

Hoewel de onderzochte tarieven de hoogte en het tijdstip van het piekverbruik kunnen beïnvloeden, hadden de tarieven geen significant effect op het totale elektriciteitsverbruik van huishoudens.

Om te bepalen of een overschrijdingstarief ook een blijvend effect heeft op het verbruiksgedrag van huishoudens, kijken we tot slot ook naar het verbruik wanneer het tarief niet meer geldt. Tijdens het experiment is er een duidelijk effect zichtbaar bij de tijdsafhankelijke groep, maar dit effect verdwijnt snel na afloop van het experiment: huishoudens zijn weer meer elektriciteit gaan verbruiken tijdens de piekuren. Ook het effect op de piekvraag bij de statische groep verdwijnt na afloop van het experiment. Dat er geen blijvende gedragsverandering na afschaffing van het overschrijdingstarief is, kan betekenen dat de prijsprikkels van het overschrijdingstarief belangrijker waren dan de bewustwording van het eigen elektriciteits(piek)verbruik.

Conclusie en aanbevelingen

Nettarieven kunnen een effectief instrument zijn om huishoudens te stimuleren hun elektriciteitsverbruik

beter af te stemmen op de beschikbare netcapaciteit. De deelnemende huishoudens met een elektrische auto en de mogelijkheid deze thuis op te laden reageren sterk op alternatieve nettarieven met een capaciteits- en/of tijdsafhankelijke component. Bij een statisch overschrijdingstarief verlagen huishoudens hun piekverbruik om onder de capaciteitsgrens te komen en extra kosten te vermijden, bijvoorbeeld door hun auto langzamer op te laden. Bij een tijdsafhankelijk overschrijdingstarief, dat alleen tijdens piekuren geldt, verschuiven huishoudens hun piekverbruik naar de daluren. Dat laatste leidt echter vooral tot een verschuiving in tijd, en niet tot een daadwerkelijke verlaging van het piekverbruik. De vraagrespons was wel groter bij het aanpassen van het tijdstip van verbruik dan bij het verminderen van het piekverbruik. De overschrijdingstarieven hadden geen significant effect op het totale elektriciteitsverbruik: in beide groepen bleef de hoeveelheid verbruik gelijk.

Bij het onderzoek moeten een aantal kanttekeningen worden geplaatst. Ten eerste hebben de resultaten specifiek betrekking op huiseigenaren met een elektrische auto en een thuislaadpunt. Daarnaast is de groep deelnemers samengesteld uit huishoudens die zichzelf hebben aangemeld naar aanleiding van een oproep. Dit wijst mogelijk op een selectie-effect, waarbij de deelnemers bovengemiddeld betrokken zijn bij hun energieverbruik, waardoor de waargenomen effecten in de bredere populatie waarschijnlijk minder sterk uitvallen.

Een andere kanttekening bij ons onderzoek is dat het in de winter plaatsvond, een periode waarin er relatief weinig zonne-energie beschikbaar is en de warmtevraag hoger ligt, waardoor de aanpassingsmogelijkheden door huishoudens beperkter kunnen zijn. Hierdoor zijn de resultaten in ons onderzoek mogelijk aan de conservatieve kant. In de zomer kunnen huishoudens immers meer zelfopgewekte stroom gebruiken, wat mogelijk invloed heeft op hun reactie op tariefprikkel.

Ten slotte hoefden deelnemers nooit geld bij te betalen als ze in een maand te veel overschrijdingskosten hadden. Die garantie is er niet als dit tariefstelsel daadwerkelijk zou worden ingevoerd, waardoor huishoudens dan altijd de prikkel hebben om hun elektriciteitsverbruik aan te passen. Ook wat dat betreft kunnen onze resultaten te voorzichtig zijn.

Ondanks enkele kanttekeningen bieden de onderzoeksresultaten duidelijke aanknopingspunten voor beleid. Ze laten zien dat aanpassingen in nettarieven huishoudens daadwerkelijk kunnen aanzetten tot gedragsverandering. Elektrische auto's bieden daarbij

veel flexibiliteit in zowel het laadmoment als de laadsnelheid. Tariefprikkel voor efficiënter netgebruik kunnen zo netverzwaring beperken en toekomstige stijgingen van nettarieven voor alle gebruikers dempen. Van de onderzochte varianten lijkt een statisch overschrijdingstarief – voor verbruik boven een grenswaarde – effectiever in het verlagen van piekverbruik dan de tijdsafhankelijke variant, die vooral leidt tot verschuivingen in tijd en mogelijk nieuwe pieken veroorzaakt.

Om de effectiviteit van alternatieve tariefstructuren te vergroten, is het wenselijk om verbruiksaanpassingen zo eenvoudig mogelijk te maken, bijvoorbeeld door de ontwikkeling en promotie van geschikte apps. In ons onderzoek gebruikten de meeste huishoudens apps om hun laadinstellingen aan te passen.

Dit onderzoek is onderdeel van een gezamenlijk promotietraject van de RUG en de ACM, en dit experiment is financieel ondersteund door Netbeheer Nederland, de ACM en ElaadNL

Literatuur

- ACER (2025) *Report on transmission and distribution tariff methodologies in Europe*.
- Berenschot (2024) *Verkenning alternatief nettariestelsel kleinverbruik*. Berenschot Rapport, 21 oktober.
- Burkhardt, J., K. Gillingham en P.K. Kopalle (2019) *Experimental evidence on the effect of information and pricing on residential electricity consumption*. NBER Working Paper, 25576.
- Dur, R., A. Non, P. Protting en B. Ricci (2025) *Who's afraid of policy experiments?* *The Economic Journal*, 135(666), 538–555.
- FD (2024) *Vol stroomnet kost jaarlijks tot €40 mrd, ingrijpendere maatregelen nodig*. *Het Financieel Dagblad*, 11 september.
- Gillan, J. (2017) *Dynamic pricing, attention, and automation: Evidence from a field experiment in electricity consumption*. Energy Institute at Haas Working Paper, 284. Te vinden op www.haas.berkeley.edu.
- Interdepartementaal Beleidsonderzoek (2025) *Schakelen naar de toekomst: Over bekostiging elektriciteitsinfrastructuur*. IBO Bekostiging Electriciteitsinfrastructuur Rapport, 7 maart. Te vinden op www.rijks-overheid.nl.
- Lunn, P. (2014) *Regulatory policy and behavioural economics*. OESO Rapport, 10 januari. OECD Publishing, Parijs.

Afstemming vraag en aanbod stroom vergt correcte prijzen

Nederland zit op slot: bedrijven en huizen krijgen geen (of onvoldoende) aansluiting op het elektriciteitsnet. Niet door een gebrek aan (groene) stroom, maar door een gebrek aan afstemming tussen vraag en aanbod. Overdag produceren zonnepanelen meer dan het net aankan, terwijl 's avonds buurtnetten overvol raken door laadpalen en inductiekoken.

De oplossing? Vraagsturing – het verschuiven van elektriciteitsverbruik naar momenten van overvloed. Als het loont om de auto niet direct bij thuiskomst op te laden, maar in de vroege nacht en vroege middag, komen er vanzelf apps die dat regelen en mensen ontzorgen.

Als de eigenaar van een elektrische auto het opladen verplaatst van de vroege avond naar een gunstiger moment, drukt dat de piekvraag enorm, en daarmee de stroomkosten. Dat potentiële kostenvoordeel wordt nu echter niet benut omdat de meeste elektriciteitsprijzen gedurende de dag nog steeds constant zijn. De maatschappelijke winst is zelfs groter: minder congestie, meer bedrijven die duurzaam kunnen elektrificeren, meer huizen die gebouwd kunnen worden, en minder CO₂-uitstoot van de gascentrale omdat de piekvraag afneemt, het moment dat de gascentrales vol aanstaan.

Sturen van de vraag kan met een aantal relatief simpele prijs-prikkels. Allereerst moeten dynamische prijzen de standaard worden voor alle nieuwe energiecontracten. De risico's kunnen binnen het ontwerp van het contract ondervangen worden (Gerlagh, 2023). Landen als Spanje en Zweden hebben de stap al gemaakt, en daar werkt het prima (Enrich et al., 2024). Maak dynamische tarieven ook de standaard voor het bedrijfsleven en laadpalen.

Vervolgens is het zaak om de hoogte van de elektriciteitsbelasting en nettarieven te laten meebewegen met het dagritme van schaarste en overschot.

Ook moet het nettarief slimmer: een hoger nettarief voor hoog verbruik, zodat het financieel aantrekkelijk wordt om een auto op een lagere intensiteit op te laden (Berenschot, 2024; Dijkstra et al., 2026, in dit dossier; Ovaere en Vergouwen, 2025). Zo worden er prikkels gecreëerd om stroom te verbruiken op momenten dat het rustig is op het net.



REYER GERLAGH

Hoogleraar aan Tilburg University

Ook zou er een capaciteitstarief moeten worden ingevoerd voor teruglevering boven een bepaalde limiet. Dat stimuleert investeringen in, en efficiënt gebruik van, thuisbatterijen.

Met deze relatief gemakkelijke oplossingen behalen we winst voor iedereen. De energierekening voor arme huishoudens wordt verlaagd: zij betalen een lager nettarief dan nu (Berenschot, 2024). Dankzij dynamische prijzen en het capaciteitstarief is salderen niet oneerlijk en kunnen we het behouden; het belooft arme huishoudens met een paar zonnepanelen. De energiearmoede neemt af en er is minder inkomenssteun nodig. Rijke huishoudens met zonnepanelen en/of een elektrische

auto dragen meer bij via het capaciteitstarief. En de netcongestie neemt af. Huishoudens met grootverbruik van het elektriciteitsnet kunnen de extra kosten vermijden door gebruik te spreiden en een batterij te kopen. Voor een econoom is het eenvoudig: het huidige evenwicht is zeer inefficiënt en geeft daardoor onnodig maatschappelijke kosten. Lossen we dat op, dan valt er winst te verdelen.

De opdracht aan de overheid en markt: verschuif de vraag, en schuif het probleem niet door! We hebben niet één maatregel nodig, we hebben ze allemaal nodig. En niet half, maar helemaal, zonder dat zal de energietransitie vertragen. De netschaarste is zo groot dat we in 2025 elektriciteit rantsoeneren – en dat in een vrije markt! Het is tijd om de prijzen hun werk weer te laten doen. Voordat de black-outs komen.

Literatuur

Berenschot (2024) *Prijsprikkel nettariefschept ruimte op elektriciteitsnet*. Berenschot Nieuwsbericht, 22 oktober.

Dijkstra, P., D. Kopányi, F. van Montfoort en M. Mulder (2026) *Alternatieve nettarieven kunnen piekvraag sturen en netcongestie verminderen*. ESB, 111(4853S), 54–58.

Enrich, J., R. Li, A. Mizrahi en M. Reguant (2024) *Measuring the impact of time-of-use pricing on electricity consumption: Evidence from Spain*. *Journal of Environmental Economics and Management*, 123(1), 102901.

Gerlagh, R. (2023) *Transitie vergt dynamische energiecontracten met meebewegend prijsplafond*. ESB, 108(4828), 582–583.

Ovaere, M. en M. Vergouwen (2025) *Mind the peak: the role of peak demand charges and real-time pricing in residential electricity flexibility*. *Ghent University Working Paper 2025/115*.

Netwerk ontlasten

Het elektriciteitsnet heeft steeds meer moeite om de toenemende transportvraag te faciliteren én om black-outs te voorkomen.

Hoe kan het net ontlast worden?

Investeren in Europees elektriciteitsnet verzekert tegen hoge energiekosten

De energietransitie vraagt om investeringen in het Europees hoogspanningsnet, maar deze investeringen vinden plaats onder onzekerheid over de toekomstige vraag en het aanbod van elektriciteit. Wat zijn de verwachte financiële gevolgen wanneer er tussen 2030 en 2050 meer of minder wordt geïnvesteerd in netwerkuitbreidingen? Een scenario-analyse.

IN HET KORT

- Investeren in het Europese hoogspanningsnet kunnen bedrijven en huishoudens behoeden voor hoge energiekosten.
- Als kernenergie duur of maatschappelijk ongewenst is, levert extra transmissiecapaciteit aanzienlijke besparingen op.
- Als kernenergie financieel en maatschappelijk aantrekkelijk is, heeft extra transmissiecapaciteit weinig toegevoegde waarde.

EMILE CAMMERAAT

Programmaleider
Risico & Regulering
bij CPB

NIHAL CHEHBER

Wetenschappelijk
medewerker bij
CPB

TOBIAS HLOBIL

Wetenschappelijk
medewerker bij
CPB

De energietransitie – de grootschalige overstap van de industrie, het transport en de warmtevoorziening naar duurzaam opgewekte elektriciteit – vraagt om aanvullende investeringen in het Europese hoogspanningsnet. Volgens de Europese netbeheerders is er een verdrievoudiging van de netwerkcapaciteit nodig voor intra-Europees transport tussen 2025 en 2050 (ENTSO-E, 2025).

Deze uitbreiding is met name noodzakelijk vanwege het verwachte aandeel van hernieuwbare bronnen in de elektriciteitsmix van 2050. Hernieuwbare bronnen zijn ongelijk verdeeld over Europa, zoals bijvoorbeeld wind op de Noordzee, zon in Zuid-Europa en waterkracht in Scandinavië en daardoor ligt de productie van elektriciteit doorgaans verder van de verbruikscentra dan bij conventionele bronnen zoals kolen, gas en

uranium. Bovendien is de productie weersafhankelijk waardoor extra netcapaciteit nodig is om pieken in het aanbod op te vangen als het veel waait of er veel zon is.

Europese landen besluiten nu al over investeringen in het hoogspanningsnet omdat de aanlooptijd en levensduur van het net lang is. Deze investeringen vinden echter plaats onder aanzienlijke onzekerheid over hoe groot de elektriciteitsvraag in 2050 zal zijn en welke bronnen van elektriciteit dan aantrekkelijk zijn voor marktpartijen. In de tussentijd kunnen zowel economische ontwikkelingen als maatschappelijke voorkeuren immers veranderen.

De rol van kern- en windenergie illustreert deze onzekerheid: beide technologieën kennen onzekere kosten en zijn onderwerp van maatschappelijk debat. Volgens ENTSO-E (2025) vraagt de energietransitie met een sterke nadruk op wind-op-zee om omvangrijke investeringen in het Europese hoogspanningsnet. Mocht de uitrol van windenergie achterblijven, dan bestaat het risico dat een deel van deze investeringen onderbenut blijft.

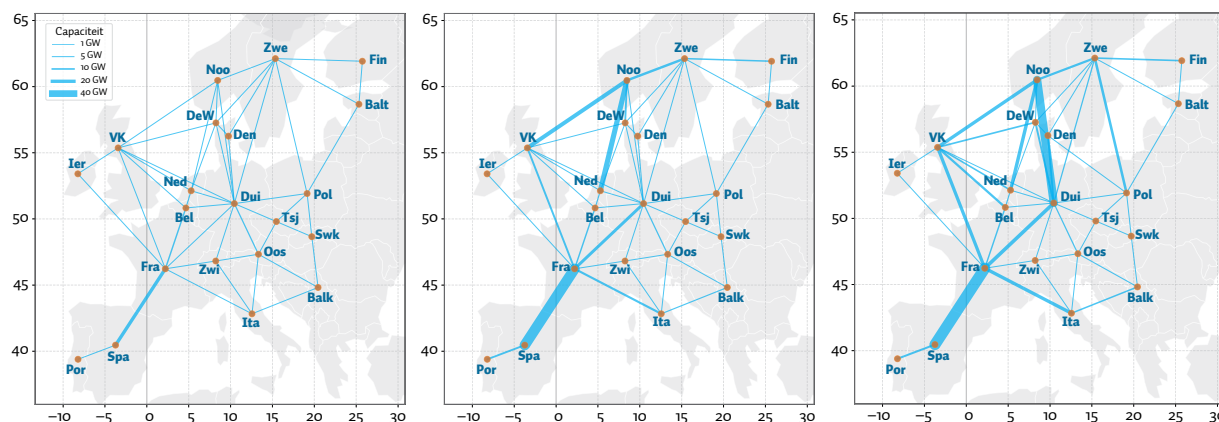
Om een beter beeld te krijgen van de financiële gevolgen van de investeringen brengen we in dit artikel de financiële kosten en besparingen in kaart van drie netwerkvarianten – compact, uitgebreid en referentie – voor verschillende toekomstscenario's voor 2050. Voor elk van deze netwerkvarianten laten we zien welke investeringen vanaf 2030 nodig zijn en welke besparingen in elektriciteitskosten daar in 2050 mogelijk tegenover staan.

Methode

Voor onze analyse gebruiken we COMPETES, een door het Planbureau voor de Leefomgeving (PBL) ontwikkeld model van de Europese elektriciteitsmarkt.

Drie netwerkvarianten in kaart

FIGUUR TABEL 1



Noet: De gebruikte schaal voor de dikte van de lijnen is in alle drie de sub-figuren dezelfde

ESB

ÖZGE ÖZDEMİR

Senior wetenschappelijk onderzoeker bij het Planbureau voor de Leefomgeving

LUCAS SMITS

Wetenschappelijk medewerker bij CPB

ADRIAAN SOETEVEN

Hoogleraar aan de Rijksuniversiteit Groningen

CASPER VEDDER

Wetenschappelijk medewerker bij het Centraal Planbureau (CPB)

COMPETES simuleert een elektriciteitsmarkt onder volledig vrije mededinging en berekent welke investeringen in opwek, opslag en transmissie de laagste kosten opleveren bij een gegeven elektriciteitsvraag.

We gebruiken data en projecties over de elektriciteitsvraag en transmissiekosten (ENTSO-E, 2025), de technologiekosten voor zon, wind en gascentrales (DEA, 2024), kernenergie (TNO, 2018), en vraagprofielen en hernieuwbare potentiëlen (PBL, 2024). Daarbij nemen we aan dat alle opwek- en opslagcapaciteit, met uitzondering van waterkracht, tegen 2050 vervangen zijn. Het hoogspanningsnet heeft een langere levensduur. We nemen de verwachte transmissiecapaciteit in 2030 als uitgangspunt.

We gebruiken COMPETES in twee stappen. Eerst bepalen we de transmissiecapaciteiten behorende bij verschillende netwerkvarianten, op basis van de geprognosticeerde productiekosten en de elektriciteitsvraag voor 2050. Vervolgens zetten we deze transmissiecapaciteit vast en berekenen we de (minimale) kosten bij volledig vrije mededinging, omgerekend naar kosten in euro's op jaarbasis (prijsspeil 2010), om aan de vraag te voldoen onder verschillende toekomstscenario's. Op die manier brengen we de langetermijncosten en potentiële besparingen in kaart.

Netwerkvarianten

We analyseren drie netwerkvarianten: een compact, referentie- en uitgebreid netwerk. Ten opzichte van het netwerk in 2030 kent het compacte netwerk een

beperkte uitbreiding. Dit netwerk vereist een additionele investering van 36 miljard euro, waarmee in 2050 voor 25 gigawatt aan aanvullende netcapaciteit beschikbaar komt voor intra-Europees transport. Het uitgebreide netwerk past bij een grootschalige elektriciteitsproductie uit hernieuwbare bronnen op locaties verder van de vraag, waarvoor meer netwerkcapaciteit nodig is. Deze netwerkvariant vereist een investering van 477 miljard euro voor 331 gigawatt aan aanvullende netcapaciteit. Het referentienetwerk is gebaseerd op een scenario met vraag- en kostenontwikkelingen die sterk vergelijkbaar zijn met bestaande scenarioverkenningen (ENTSO-E en ENTSGO, 2025) en bevindt zich tussen de eerste twee varianten in. Dit netwerk vereist een investering van 260 miljard euro voor 174 gigawatt aan aanvullende netcapaciteit.

We vergelijken de netwerkvarianten door de extra investeringskosten ten opzichte van het compacte netwerk af te zetten tegen de besparingen in energiekosten onder verschillende toekomstscenario's.

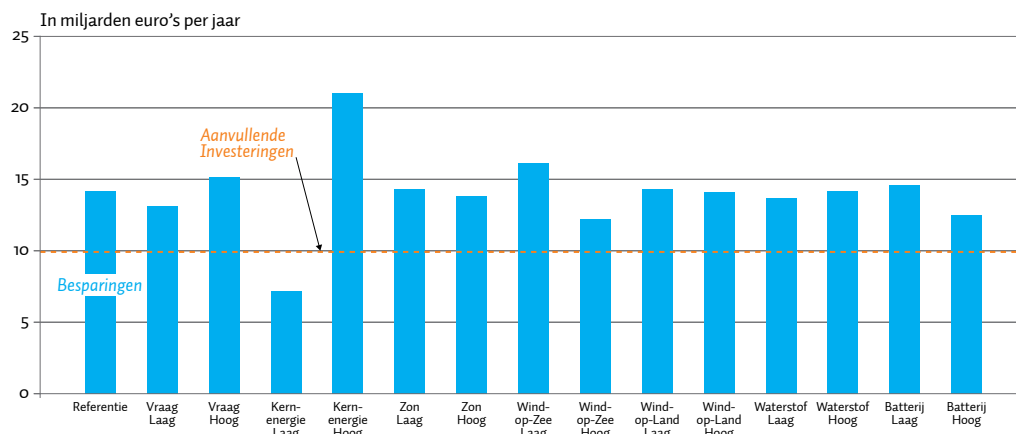
De drie netwerkenvarianten bieden een verschillende mate van flexibiliteit om structurele veranderingen in het elektriciteitsaanbod op te vangen. Additionele transmissiecapaciteit vergroot de flexibiliteit doordat vraag en aanbod over grotere afstanden binnen Europa worden verbonden, en helpt congestie op het hoogspanningsnet te voorkomen. Hierdoor zijn landen minder afhankelijk van lokale energiebronnen om tussentijdse veranderingen in het aanbod op te vangen die het gevolg zijn van ongunstige kostenontwikkelingen of

¹ Ten tijde van het onderzoek

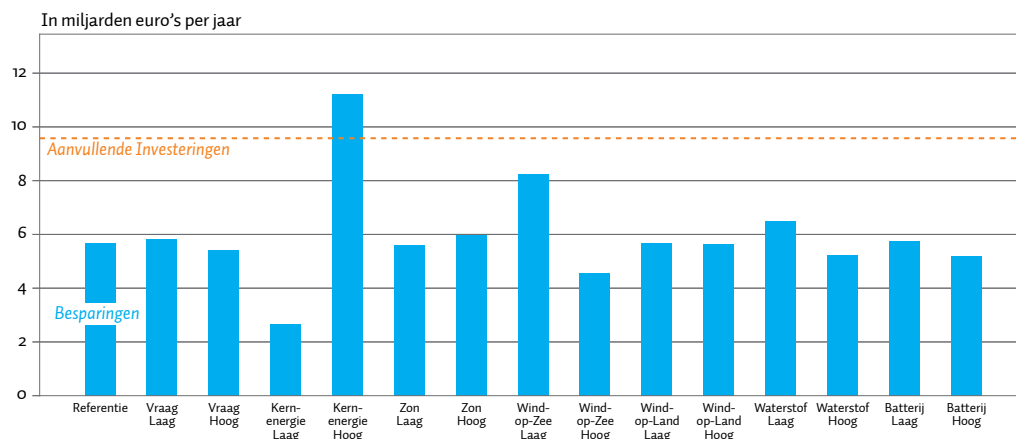
Jaarlijkse besparingen en kosten bij uitbreiding netwerk

FIGUUR 2

a. Bij uitbreiding van het compacte naar het referentienetwerk



b. Uitbreiding van het referentienetwerk naar het uitgebreide netwerk



Noot: Uitbreiding is kosteneffectief wanneer de balk boven de lijn uitkomt.

ESB

veranderende maatschappelijke voorkeuren. Wanneer bijvoorbeeld kerncentrales voortijdig sluiten, hoeft dit bij een uitgebreid netwerk niet lokaal te worden gecompenseerd met nieuwe investeringen in wind- en zonne-energie of waterstof-gestookte gascentrales (Davis en Hausman, 2016). In plaats daarvan kunnen landen elektriciteit importeren vanuit regio's met relatief veel zonen winduren, waardoor investeringen in hernieuwbare energiebronnen juist daar worden gestimuleerd (Gonzales et al., 2023). Het uitgebreide netwerk biedt landen daarmee de meeste flexibiliteit, het compacte netwerk het minste, terwijl het referentienetwerk een middenpositie inneemt (figuur 1).

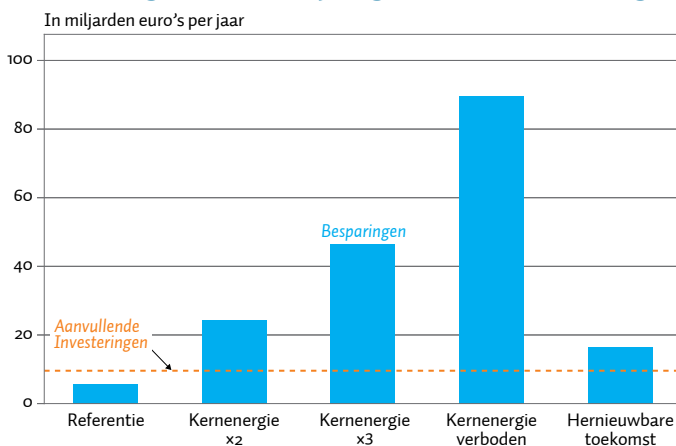
Mate van kernenergie bepalend

Om de drie netwerkvarianten te vergelijken, variëren we systematisch aannames over de elektriciteitsvraag en de kosten van verschillende opwek- en opslagtechnologieën, ten opzichte van het referentiescenario (tabel 1). We kijken daarbij naar variaties in de elektriciteitsvraag, de vaste kosten van kernenergie, wind-op-zee, wind-op-land, zon en batterijen, en de variabele kosten van groene waterstof voor elektriciteitsproductie.

De resultaten suggereren dat de toekomstige vaste kosten van kernenergie bepalend zijn voor de vraag of de financiële besparingen in energiekosten de kosten van additionele transmissiecapaciteit overstijgen (figuur 2).

Jaarlijkse besparingen en kosten van uitbreiding netwerk¹ bij hoge kosten kernenergie

FIGUUR 3



¹ Uitbreiding van het referentienetwerk naar het uitgebreide netwerk

ESB

Lage en hoge aannames voor kosten en vraag

TABEL 1

Parameter	Referentiescenario	Laag	Hoog
Variabele kosten, in euro's per megawattuur			
Wind-op-Land	1,6		
Wind-op-Zee	2,9		
Zonne-energie	0,0		
Kernenergie	10,5		
Opslag (batterij)	2,9		
Waterstof	276	165	390
Vaste kosten, in euro's per kilowatt			
Wind-op-Land	967	705	1.058
Wind-op-Zee	1.454	1.090	1.817
Zonne-energie	257	222	355
Kernenergie	4942	3.294	6.589
Kernenergie x2			9.884
Kernenergie x3			14.826
Opslag (batterij)	57	38	236
Waterstof	754	660	1.037
Vraag, in terawattuur			
	7.972	5.979	9.965

Noot: Alle bedragen zijn omgerekend naar prijspeil van 2010

ESB

Bij hoge kernenergiekosten is het uitgebreide netwerk het voordeligst: de aanvullende vaste kosten voor het netwerk bedragen 9,6 miljard euro, terwijl de besparingen 11,2 miljard euro per jaar zijn. Bij lage kernenergie-

kosten is het compacte netwerk voordeliger: de kosten van opwek en opslag liggen 7,2 miljard euro hoger, maar de vaste kosten van het netwerk liggen 9,9 miljard euro per jaar lager. In alle andere scenario's leidt uitbreiding tot het referentienetwerk tot de laagste kosten.

In scenario's waarin kernenergie financieel of maatschappelijk onaantrekkelijk is, biedt de grotere flexibiliteit van het uitgebreide netwerk aanzienlijke voordelen. Figuur 3 toont de resultaten voor zes alternatieve scenario's waarin kernenergie een beperkte of geen rol speelt. In de eerste vier scenario's zijn de vaste kosten van kernenergie een veelvoud van die in het referentiescenario (*Kernenergie x2*, *x3*; tabel 1), in één scenario is kernenergie geheel uitgesloten uit de Europese energiemix (*Kernenergie verboden*), en in het laatste scenario worden hoge kernenergiekosten gecombineerd met lage kosten voor wind, zon, opslag en waterstof (*Hernieuwbare toekomst*).

In al deze scenario's leveren aanvullende investeringen in het hoogspanningsnet jaarlijkse besparingen van tientallen miljarden euro's op, die ruimschoots opwegen tegen de kosten van transmissiecapaciteit. Dit geldt zowel voor de uitbreiding van het compacte naar het referentienetwerk, als van het referentie- naar het uitgebreide netwerk.

De besparingen komen voort uit de grotere flexibiliteit van het hoogspanningsnet, dat structurele veranderingen in het aanbod beter kan opvangen. Landen hoeven bij het gedeeltelijk of volledig wegvallen van kernenergie niet lokaal te investeren in vervangende capaciteit, maar kunnen elektriciteit importeren uit Europese regio's met een overvloed aan hernieuwbare bronnen.

Wanneer kernenergie daarentegen financieel aantrekkelijk is en hernieuwbare energie minder rendabel of beperkt beschikbaar is, biedt extra transmissiecapaciteit weinig toegevoegde waarde. Figuur 4 toont dit voor twee scenario's. In het eerste scenario zijn de vaste kosten van kernenergie laag, en de kosten van hernieuwbare technologieën hoog (*Kernenergie toekomst*). In het tweede scenario is hernieuwbare opwek beperkt beschikbaar doordat wind-op-zee niet wordt ingezet (*Wind-op-zee verboden*). In beide scenario's leiden grote investeringen in het hoogspanningsnet tot hogere totale kosten voor bedrijven en huishoudens. Omdat de opwek en opslag van elektriciteit dicht bij de vraag plaatsvindt, zijn potentiële besparingen relatief laag en wegen deze niet op tegen de hogere investeringskosten. In deze situaties leidt het compacte netwerk tot de laagste kosten.

Verzekering tegen hoge energiekosten

De resultaten geven aan dat het Europese hoogspanningsnet kan fungeren als een verzekering tegen hoge energiekosten. Aanvullende investeringen in transmissiecapaciteit boven op het referentienetwerk brengen, net als een verzekering, jaarlijks terugkerende kosten met zich mee, zonder dat daar in alle gevallen directe besparingen tegenover staan. De additionele netcapaciteit vergroot echter de mogelijkheid voor landen om in hun elektriciteitsvraag te voorzien door elektriciteit te betrekken uit Europese regio's waar de productie het goedkoopst is.

In de toekomstscenario's, die binnen de bandbreedte vallen van de verwachte vraag- en kostenontwikkelingen, wegen de besparingen doorgaans niet op tegen de kosten van extra capaciteit. Een belangrijke uitzondering vormen scenario's waarin de kosten van kernenergie ongunstig uitvallen of de maatschappelijke steun voor kernenergie laag is. Als er onvoldoende transmissiecapaciteit beschikbaar is om goedkopere elektriciteit uit hernieuwbare bronnen elders in Europa te importeren, worden huishoudens en bedrijven in dergelijke situaties geconfronteerd met aanzienlijk hogere energiekosten.

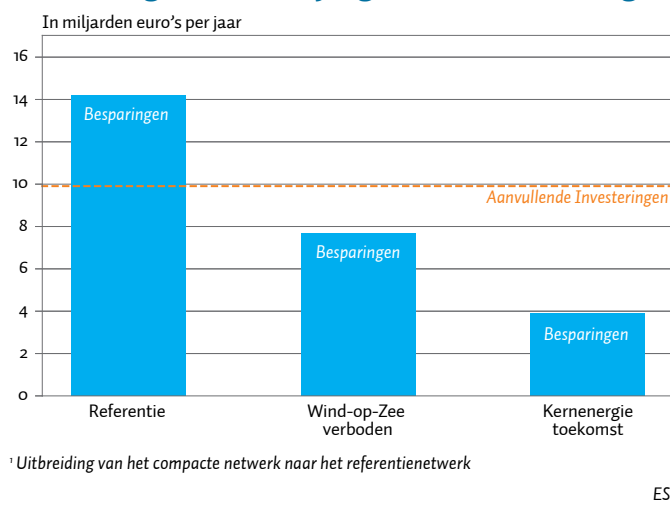
Conclusie

De keuze voor de omvang van het Europees hoogspanningsnet vraagt om een maatschappelijke en strategische afweging. De extra investeringskosten in netcapaciteit voor intra-Europese handel vanaf 2030 zijn hoog en leiden tot structureel hogere uitgaven voor huishoudens en bedrijven, terwijl de baten onzeker zijn en zich alleen in specifieke scenario's manifesteren. Een te compact netwerk kan bij oplopende kernenergiekosten leiden tot fors hogere elektriciteitsprijzen en daarmee een verslechterende concurrentiepositie voor Europese bedrijven. Een te uitgebreid netwerk betekent daarentegen dat huishoudens en bedrijven jarenlang kunnen meebetalen aan overcapaciteit. Naast de financiële afweging spelen ook strategische overwegingen mee, zoals energieveiligheid en leveringszekerheid in geopolitiek onzekere tijden.

Meer onderzoek is nodig om de kosten en baten van aanvullende investeringen in het Europese hoogspanningsnet in kaart te brengen. In deze studie hebben we drie typen netwerkvarianten doorgerekend aan de hand van de meest recente kostenprojecties, om de mogelijke gevolgen van meer en minder investeren in transmissiecapaciteit in uiteenlopende toekomstscenario's te illustreren. Verdere analyse met meer gedetail-

Jaarlijkse besparingen en kosten van uitbreiding netwerk¹ bij lage kosten kernenergie

FIGUUR 4



leerde modellen, zoals die van de netbeheerders, zou gericht de kosten en baten van meerdere netwerkvarianten kunnen kwantificeren.

Ook verdient het aanbeveling om voor Nederland specifiek te onderzoeken hoe de kosten en baten afhangen van uitbreidingen van het Europese netwerk en van veranderingen in de energiemix in buurlanden. Hoewel de exacte cijfers kunnen verschillen, verwachten we dat de kernconclusie overeind blijft: investeren in transmissiecapaciteit biedt flexibiliteit en verzekert Europa tegen onverwachte hoge kosten in de energietransitie.

Literatuur

- Davis, L. en C. Hausman (2016) Market impacts of a nuclear power plant closure. *American Economic Journal: Applied Economics*, 8(2), 92–122.
- DEA (2024) *Technology data for generation of electricity and district heating*. Danish Energy Agency.
- ENTSO-E (2025) *TYNDP 2024: Europe's electricity infrastructure plan*. Ten-year network development plan, European Network of Transmission System Operators for Electricity.
- ENTSO-E en ENTSG (2025) *TYNDP 2024: Scenarios Methodology Report*. Final version, januari.
- Gonzales, L.E., K. Ito en M. Reguant (2023) The investment effects of market integration: Evidence from renewable energy expansion in Chile. *Econometrica*, 91(5), 1659–1693.
- PBL (2024) *Klimaat- en Energieverkenning 2024*. PBL Rapport, 5490.
- TNO (2018) *Nuclear energy economics: An update to fact finding nuclear energy*. Technical Report, TNO-2018-P11577.

Voor het huishoudboekje is woningisolatie belangrijker dan kosten netverzwaring

De energietransitie vraagt om forse investeringen in netverzwaring, waardoor de energierekening van huishoudens in de toekomst zal stijgen. Tegelijkertijd is gebrek aan goede isolatie momenteel de belangrijkste bepalende factor in de energierekening.

IN HET KORT

- Door de netverzwaring stijgt de energierekening per 2040 gemiddeld met twee procentpunt van het inkomen.
- Door slechte isolatie betalen de lage inkomens nu al zes procentpunt van het inkomen extra aan energiekosten.

BEREND HOPMAN

Onderzoeker bij
TNO Energy &
Materials Transition

PETER MULDER

Onderzoeker bij
TNO Energy &
Materials Transition en universitair
hoofddocent aan
de Universiteit
Utrecht

“Boven op de hoge energierekening: ‘Bedrag van 195 miljard euro nodig voor oplossen overvol stroomnetwerk’. Deze kop van *De Telegraaf* van 28 februari is gebaseerd op het Interdepartementaal beleidsonderzoek over de bekostiging van de elektriciteitsinfrastructuur (IBO, 2025) en geeft de zorgen om de betaalbaarheid van de energierekening goed weer. Net als de per Voorjaarsnota geregelde verlaging van de energiebelasting trouwens.

Waar eerder in het beleid vooral de nadruk lag op klimaatdoelen en CO₂-reductie (BZK en VRo, 2022), staan in recente beleidsstukken (VRo, 2025) juist de betaalbaarheid van de energierekening centraal. Ook de Europese Green Deal uit haar zorgen over de betaalbaarheid van de energietransitie. Zo stelt de in 2023 hernieuwde Energy Efficiency Directive dat Europese lidstaten bij het nemen van energiebesparingsmaatregelen prioriteit moeten geven aan kwetsbare groepen, zoals mensen met lage inkomens, mensen die in energie-

armoede leven en bewoners van sociale huurwoningen.

De beleidsmaker die werkt aan de betaalbaarheid van de energierekening kan een duidelijke keuze maken. Zorgt hij of zij ervoor dat de nettransitiekosten minder drukken op de energierekening of blijft de prioriteit bij de verduurzaming van de gebouwde omgeving? Een euro kan immers maar een keer uitgegeven worden. In deze analyse zetten we vanuit een betaalbaarheidsperspectief daarom de kosten voor huishoudens van de netverzwaring af tegen die van een gebrek aan isolatie.

Berekening

We berekenen het inkomensbeslag van energie, de energiequote, nu en als in 2040 de kosten van de netverzwaring zijn meegenomen voor vier inkomensgroepen en voor woningen met goede en een zeer slechte energetische woningkwaliteit op basis van microdatabestanden van het Centraal Bureau voor de Statistiek.

Als de 195 miljard euro kostende netverzwaring op de huidige manier wordt doorgerekend stijgen volgens het Interdepartementale Beleidsonderzoek naar Bekostiging Elektriciteitsinfrastructuur (IBO, 2025) de nettarieven voor huishoudens tot 2040 met 6,7 procent per jaar. Bij een gelijkblijvend energiegebruik en het prijspeil van 2024 betekent dit dat de energierekening voor een huishouden per 2040 bijna 700 euro per jaar hoger is dan nu.

Maar ondertussen stijgen ook de inkomens. Met een uniforme jaarlijkse reële loonstijging van 0,5 procent tussen nu en 2040 berekenen we het aandeel van het inkomen dat huishoudens aan energie besteden (de energiequote) in 2040. Deze 0,5 procent is in lijn met een gemiddelde jaarlijkse reële cao-loonstijging van 0,4 procent in de periode 2009–2019 (Leering en Hartevelt, 2021), al lag die voor lage inkomens wat hoger (Klinker en Ter Weel, 2024).

Uitkomsten

Figuur 1 toont allereerst dat de lastenverzwaring door netverzwaring beperkt zijn voor de hogere inkomens, maar niet voor de lagere inkomens. De energiequote van hogere inkomens stijgt met minder dan één procentpunt, die van de laagste inkomens met pakweg twee procentpunt.

Maar de figuur laat ook zien dat de hoogte van de energiequote vooral afhangt van het inkomen en de energetische woningkwaliteit. In goed geïsoleerde woningen hebben huishoudens met een minimum-inkomen nu een gemiddelde energiequote van ruim zeven procent, tegenover twee à drie procent voor huishoudens met een bovenmodaal inkomen.

De *gamechanger* is en blijft de energetische woningkwaliteit: in woningen van zeer slechte energetische kwaliteit hebben huishoudens met een minimum-inkomen nu al een mediane energiequote van ruim dertien procent; dat is zes procentpunt hoger dan de energiequote van vergelijkbare huishoudens met een woning met een goede energetische woningkwaliteit. Met netverzwaring komt daar in 2040 in beide gevallen nog zo'n twee procentpunt bij.

De grootste groep huishoudens heeft een midden-inkomen (mid-laag en mid-hoog); met netverzwaring komen hun energielasten per 2040 uit op drie à zes procent van het inkomen in goed geïsoleerde huizen, en op vijf à negen procent in slecht geïsoleerde huizen.

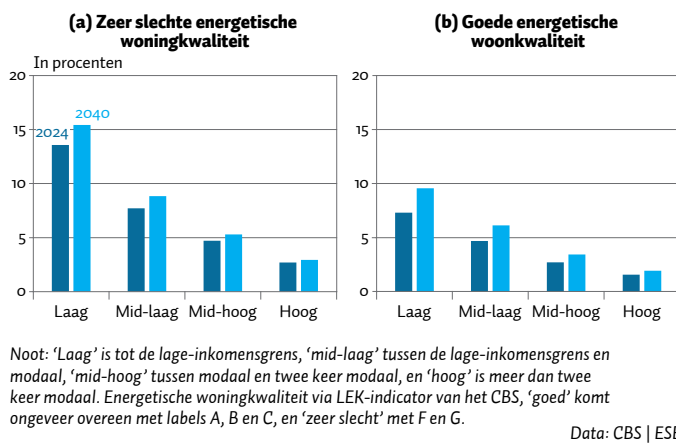
Weging

De energierekening van de toekomst kent uiteraard meer facetten en onzekerheden dan hier meegenomen, toch blijft het isoleren van de slechtste woningen van de laagste inkomens de beste remedie tegen een te hoge energierekening. De mate van energetische woonkwaliteit bepaalt namelijk een groot deel van de huidige energierekening en dat zal niet veranderen als de kosten van netverzwaring aan de huishoudens doorgerekend worden.

Inzet op woningverduurzaming blijft daarom een verstandige koopkrachtbevorderende maatregel. Het verkleint de noodzaak om koopkrachtproblemen via de energierekening op te lossen. Zo rekenen CPB, TNO en PBL (2025) voor dat het installeren van (hybride) warmtepompen in eengezinswoningen, waar nodig in combinatie met isolatie, voor 90 procent van de huishoudens tot lagere lasten leidt. De gemiddelde besparing voor eigenaar-bewoners en particuliere huurders is ruim 300 euro per jaar, die voor de huurders in corporatiewoningen ruim 700 euro.

Inkomensaandeel besteed aan energie; in 2024 en met netverzwaring in 2040

FIGUUR 1



Literatuur

CPB, TNO en PBL (2025) *Inkomenseffecten van woningverduurzaming*. CPB, TNO, PBL, juni 2025.

IBO (2025) *Interdepartementaal beleidsonderzoek bekostiging van de elektriciteitsinfrastructuur*. Kamerstuk 07-03-2025.

Klinker, I. en B. ter Weel (2024) *Wages and employment in the Netherlands, 2017–2023*. Tinbergen Institute Discussion Paper, TI 2024-042/V.

Leering, R. en L. Hartevelt (2021) Het is een mythe dat de cao-lonen achterblijven. ESB, 106(4795S), 54–57.

Ministerie van Binnenlandse Zaken en Koninkrijksrelaties en Ministerie van Volkshuisvesting en Ruimtelijke Ordening (2022) *Programma versnelling verduurzaming gebouwde omgeving*. Te vinden op [Rijks-overheid.nl](https://rijksoverheid.nl).

Ministerie van Volkshuisvesting en Ruimtelijke Ordening (2025). *Kamerbrief Verduurzaming gebouwde omgeving*, 11 juli 2025. Te vinden op [Rijksoverheid.nl](https://rijksoverheid.nl).

Telegraaf (2025) *Boven op de hoge energierekening: 'Bedrag van 195 miljard euro nodig voor oplossen overvol stroomnetwerk'*. Artikel op 28 februari.

Lokale energiesystemen kunnen transitiekosten huishoudens verlagen

De energie-infrastructuur is een belangrijk knelpunt in de energietransitie. Het uitbreiden van de nationale infrastructuur is duur: lokale energieopwekking kan de nationale infrastructuur ontlasten en de transitie goedkoper maken.

IN HET KORT

- Lokale systemen koppelen warmte en elektriciteit waardoor overschotten slim kunnen worden benut.
- Lokale opwek en warmtehergebruik worden steeds goedkoper en kunnen de infrastructuurkosten sterk verlagen.
- Beleidsmodellen gaan uit van schaalvoordelen en negeren het potentieel van lokale energievoorzieningen.

ANNELIES HUYGEN

Emeritus hoogleraar aan de Universiteit Utrecht

BERNARD TER HAAR

Bestuurder bij NLFinancial Investments

JACOB JANSSEN

Onderzoeker bij TNO

Nederland zit midden in een energietransitie die het land afhelpt van een oud energiesysteem met fossiele brandstoffen, en een nieuw energiesysteem opbouwt op basis van duurzame bronnen. In dat nieuwe energiesysteem is een grote rol weggelegd voor duurzame opwekking van elektriciteit en hergebruik van (rest)warmte.

Om de duurzame elektriciteit en warmte in de wijken en huizen te krijgen, is een uitbreiding van de netinfrastructuur nodig. Die uitbreiding loopt echter tegen financiële grenzen aan en de kosten van infrastructuur schieten hierdoor omhoog: de komende twintig jaar moet er naar verwachting 192 miljard euro worden uitgetrokken voor uitbreiding van de elektriciteitsnetten (Rijksoverheid, 2025a). Volgens critici zal het bedrag hoger zijn omdat een aantal projecten er nog niet in zitten; PWC (2024) gaat uit van een bovengrens van 282 miljard euro. Daarnaast komen er miljarden subsidies voor de aanleg van nieuwe grootschalige warmtenetten.

Die infrastructuurkosten jagen de kosten voor huishoudens op. PWC (2024) verwacht dat de vaste kosten voor het elektriciteitsnet in 2040 oplopen tot 1.100 euro per jaar. Voor nieuwe warmtenetten gaat het in 2026 om vaste kosten van 827 euro per jaar per huishouden, naast de variabele kosten. Alleen al aan vaste kosten voor elektriciteit en warmte zijn huishoudens dan gemiddeld zo'n 1.927 euro per jaar kwijt – de energiekosten komen daar nog bovenop.

Terwijl de netinfrastructuur ons beknelst, ontstaan er lokaal kansen om het centrale systeem te ontlasten (Rijksoverheid, 2025b). Het wordt steeds gemakkelijker om energie op kleine schaal, dicht bij het gebruik, te produceren. De bijbehorende technologieën voor lokale energieopwekking en hergebruik van warmte ontwikkelen zich bovendien snel: de afgelopen jaren zijn ze al veel goedkoper geworden door onderzoek en opschaling (Way et al., 2022). Als energie voor een groot deel lokaal opgewekt en lokaal gebruikt en gebalanceerd kan worden, zijn er veel minder uitbreidingen van infrastructuur noodzakelijk. De gebouwde omgeving (huishoudens en diensten) is verantwoordelijk voor 36 procent van het finale energieverbruik (RVO, 2024). De inzet op lokale voorzieningen, waar productie en gebruik dicht bij elkaar plaatsvinden, kan dus veel kosten besparen.

Lokale voorzieningen

Bij een lokale voorziening in de wijk gebruiken huishoudens en bedrijven vooral lokale energie, dus energie die afkomstig is uit de wijk, zoals bijvoorbeeld van zonnepanelen en -collectoren of windenergie. Ook warmte kan voor een deel lokaal opgewekt worden, of opnieuw gebruikt. Dan gaat het bijvoorbeeld om bodemwarmte en warmte van warmte-koude opslag (WKO's) of aqua-

thermie, en hergebruik van restwarmte, zoals van een ziekenhuis, een supermarkt, de metro, een zwembad.

Ook het aanpassen van vraag en aanbod kan steeds vlotter lokaal, met batterijen voor elektriciteit of warmte, of met energiemanagementsystemen, die apparaten aan of uit kunnen zetten al naar gelang de capaciteit van het energienet of de situatie op de energiemarkt. Pieken worden zo afgevlakt. Als er in de wijk elektriciteit over is, gaan auto's laden en wasmachines draaien, en vice versa. Dit betekent bijvoorbeeld dat de warmtepompen de huizen in de middag al verwarmen en dat ze uitgaan in de avondspits, tussen vijf en acht uur, als iedereen ook al elektrisch kookt.

Lokale voorzieningen verschillen uiteraard per wijk. De configuratie hangt af van de mogelijke bronnen en de omvang van het verbruik. De ene wijk heeft een ziekenhuis en veel scholen en veel ruimte voor opslag, een andere wijk heeft een winkelcentrum, een zwembad en kantoren, maar geen ruimte voor opslag en weer een andere wijk heeft alleen woningen.

Als de lokale energieopwekking voldoende opgeschaald wordt, kunnen huishoudens en bedrijven voor een groot deel lokale energie gebruiken. Bewoners leveren dan als het ware energie aan elkaar. Ze zijn wel verbonden met het grote elektriciteitsnet, maar ze gebruiken het niet zo intensief (Lund et al., 2018; Revesz et al., 2020; Breyer et al., 2022). Een voorbeeld is de wijk Medicon Village in de Zweedse stad Lund. Voorheen kwam bijna alle energie van buiten de wijk. Dit is inmiddels met 75 procent gereduceerd (Euroheat & Power, 2019). Op zo'n manier zijn er flinke besparingen mogelijk op de nationale elektriciteitsnetten.

Goed ontworpen lokale systemen zijn bovendien beter bestand tegen het wegvallen van een centrale bron of brandstof, of tegen een storing in het landelijke netwerk – ze kunnen dan doordraaien. Zeker in de huidige geopolitieke verhoudingen is weerbaarheid van Nederland essentieel (DenkWerk, 2025). Recente ervaringen van langdurige en grootschalige stroomuitval in Spanje en Portugal hebben het belang van een robuust stelsel nog eens onderstreept.

Lokale integratie

De ontwikkeling van lokale systemen wordt echter geremd door een traditionele, sectorale beleidsbenadering met de centrale opwekking als uitgangspunt. De afgelopen honderd jaar werd het elektriciteitsnet beschouwd als *koperen plaat*: iedereen kon alles altijd overal naar toe transporteren. Via grootschalige trans-

portnetten en verfijnde distributienetten werd de energie in de woningen gebracht. De uitbreiding van infrastructuur leverde zelfs vrijwel altijd geld op. Bij de productie waren er immers schaalvoordelen: hoe groter de centrales en hoe uitgebreider de infrastructuur, des te goedkoper de energie per eenheid. Een betere verbinding tussen grote centrales bevorderde bovendien de concurrentie tussen producenten, waardoor de prijzen verder daalden.

Schaalvoordelen zijn echter niet langer dominant. Lokale integratie van warmte, koeling en elektriciteit maakt namelijk dat kleinschalige productie en distributie van warmte en elektriciteit steeds goedkoper wordt (Way et al., 2022; Lund et al., 2018). Lokale restwarmte uit kantoren kan bijvoorbeeld met elektrische warmtepompen worden opgekrakt tot een bruikbaar niveau en dus opnieuw gebruikt. Lokale overschotten aan elektriciteit van zonnepanelen kunnen direct worden gebruikt voor warmte en koude, of kan lokaal worden opgeslagen in bijvoorbeeld batterijen om later te gebruiken, hetgeen weer congestie op het elektriciteitsnet voorkomt. Ook warmtepompen kunnen flexibel worden ingezet, en ze kunnen ook koelen.

We kunnen er bovendien vanuit gaan dat de kosten van lokale energievoorzieningen nog verder afnemen. Zo komt er een nieuwe generatie zonnepanelen, de folies, die goedkoper zijn en gemakkelijker aan te brengen; ze bevatten minder schaarse grondstoffen en kunnen beter gerecycled worden. Eenzelfde ontwikkeling is er bij de batterijen voor elektriciteit en warmte. Daarnaast worden de energiemanagementsystemen steeds beter. Steeds meer apparaten, zoals warmtepompen en boilers, worden inmiddels standaard uitgerust met applicaties om daarmee te communiceren.

Centraal blijft het uitgangspunt

Ondanks de voordelen van lokale energiesystemen blijven we de achterhaalde centrale logica terugzien in het beleid, dat uitgaat van centrale systemen voor warmte en elektriciteit. Bij elektriciteit zijn er plannen om de netten op alle niveaus te verzwaken, zodat bijvoorbeeld alle lokale overschotten aan elektriciteit naar het landelijk systeem getransporteerd kunnen worden en vandaar weer naar een bestemming (Rijksoverheid, 2025a).

Ook het warmtebeleid in de Wet collectieve warmte gaat uit van de dominante voordelen van grootschaligheid uit het verleden. De Memorie van Toelichting spreekt regelmatig van schaalvoordelen, die grote systemen noodzakelijk maken en stimuleert daartoe de vorming van grote, bovengemeentelijke warmtebedrijven.

Hetzelfde fenomeen zien we in de rekenmodellen die gemeenten gebruiken om te bepalen welk alternatief op aardgas de laagste nationale kosten heeft. De modellen houden geen rekening met het potentieel van lokale energieopwekking en integratie van warmte en elektriciteit, en gaan er dus van uit dat de afname van een centraal warmtenet door consumenten de komende dertig jaar min of meer constant is. Maar er zijn allerlei redenen waarom dat niet zo is. Door isolatie nemen gebruikers steeds minder warmte af, en als binnenkort het salderen ophoudt, zullen consumenten met zonnepanelen (ruim een derde van alle afnemers) een prikkel hebben om overtollige zonne-energie zo veel mogelijk zelf te gebruiken. Ook dan nemen ze minder warmte af van het warmtenet en dalen dus de inkomsten.

Ook alternatieven voor het warmtenet, zoals warmtepompen en batterijen, worden steeds goedkoper en beter. Gebruikers kunnen overstappen, waardoor het gevaar op leegloop bij een traditioneel warmtenet reëel is. In een systeem met op kosten gebaseerde tarieven, zoals wordt voorzien in de Wcw, betekent leegloop dat de achterblijvers meer gaan betalen. Deze krijgen dan extra prikkels om ook weg te gaan. Uiteindelijk wordt de investering in het warmtenet dan niet terugverdiend; het komt dan ten koste van de belastingbetaler.

Als deze modellen de voordelen van lokale voorzieningen wel zouden meerekenen, zou de uitbouw van lokale voorzieningen vaker kostenefficiënter blijken dan de installatie van een traditioneel centraal warmtenet. Dat is het gevolg van zowel de besparingen en verduurzaming door integratie van elektriciteit en warmte, als de besparingen op infrastructuur, en de verwachte daling van kosten van de componenten van die voorzieningen.

Conclusie en beleidsimplicaties

In de huidige plannen voor verzwaring van infrastructuur is, net als vroeger, het uitgangspunt dat transport altijd en overal mogelijk moet zijn. Ze trekken het verleden door naar de toekomst en gaan uit van grote systemen met centrale bronnen. De voordelen van lokale voorzieningen worden daarbij over het hoofd gezien en de infrastructuur dreigen hierdoor onbetaalbaar te worden.

Om juiste afwegingen te maken, is eerst onderzoek nodig naar aanwezige en toekomstige lokale bronnen voor elektriciteit, warmte en koeling in de wijken. Dit aanbod kan worden vergeleken met de bestaande en de toekomstige lokale vraag naar energie. Mogelijkheden voor omzetting van elektriciteit in warmte en voor opslag horen daarbij. Grote aanbieders en verbruikers in

de wijken kunnen in een vroeg stadium worden samengebracht om na te gaan wat hun wensen en toekomstverwachtingen zijn. Dan wordt duidelijk of zij actief willen meewerken aan een lokaal systeem.

Wet- en regelgeving kan lokale voorzieningen ondersteunen, zoals via flexibele transporttarieven voor het elektriciteitsnet. Wie elektriciteit afneemt van een aanbieder op honderden kilometers afstand, betaalt hetzelfde transporttarief als degene die de stroom van de burens krijgt. Dat reflecteert niet de kosten van het transport en geeft daardoor de verkeerde prikkels.

Om lokale initiatieven te ondersteunen bij het inrichten van energiesystemen, helpt standaardisatie en transparantie. Als er standaarden zijn voor boekhouding, businesscases, contracten, aanleg, organisatie, en woningaanpassingen, vergemakkelijkt dat de regio en worden ook kleine gemeentes en initiatieven in staat gesteld om zelfstandig goede plannen te maken voor het lokale energiesysteem. Dergelijke transparante kennis, afstemming en aanpakken die aansluiten op de nieuwste en beste technieken vergemakkelijken het gesprek door de hele keten heen.

Literatuur

- Breyer, C., S. Khalili, D. Bogdanov et al. (2022) On the history and future of 100% renewable energy systems research. *IEEE Access*, 10, 78176–78218.
- DenkWerk (2025) *Weerbaarheid by design*. DenkWerk Rapport, juni.
- Euroheat & Power (2019) 100% RE District – Lund (Medicon Village), Sweden. Euroheat & Power, Case study, 14 augustus.
- Lund, H., P.A. Østergaard, M. Chang et al. (2018) The status of 4th generation district heating: Research and results. *Energy*, 164, 147–159.
- PWC (2024) *Financiële impact energietransitie voor netbeheerders ('FIEN+')*. Strategy& en PWC, 12 december. Te vinden op www.rijksoverheid.nl.
- Revesz, A., P. Jones, C. Dunham et al. (2020) Developing novel 5th generation district energy network. *Energy*, 201, 117389.
- Rijksoverheid (2025a) *Schakelen naar de toekomst – IBO Bekostiging Elektriciteitsinfrastructuur*. Te vinden op rijksoverheid.nl.
- Rijksoverheid (2025b) *Decentrale ontwikkeling van het energiesysteem*. Kamerbrief, KGG / 99267367.
- RVO (2024) *Monitor energieverbruik gebouwde omgeving*, 2024.
- Way, R., M.C. Ives, P. Mealy en J.D. Farmer (2022) Empirically grounded technology forecasts and the energy transition. *Joule*, 6(9), 2057–2082.

Laat economen nadenken over decentraal energiesysteem

De energietransitie is een ingeburgerd begrip en staat nauwelijks meer ter discussie. Dat was wel anders toen Annemarie Jorritsma, minister van Economische Zaken, 25 jaar geleden op het podium sprong om zich te presenteren als transitie-manager. Inmiddels zal echter niemand meer ontkennen dat er sprake is van hele fundamentele, chaotische en schoksgewijze veranderingen in ons energiesysteem: de definitie van transitie.

Terwijl Jorritsma en de Rijksoverheid de transitie naar zich toetrokken, beperkten zij de interpretatie ervan. Het begrip werd ooit geïntroduceerd vanuit het besef dat een centraal en fossiel energiesysteem op termijn onhoudbaar is en het zich dus wel zou moeten aanpassen.

Het beleid zette echter vooral in op het beperken van de fossiele afhankelijkheid: de 'manager van de transitie' bleef uitgaan van een centraal (gestuurd) systeem. Het gevolg van deze beperkte transitie-interpretatie is dat de overheid, met alle bestaande partijen, al decennia primair inzet op technologische substitutie binnen het bestaande energiesysteem.

Het probleem is dat we door deze beperkte transitie-aanpak nog altijd zitten met de logica van ons op fossiele brandstoffen geënte, sterk gecentraliseerde, bestaande energiesysteem. Dat schrijft voor dat alles en iedereen moet worden aangesloten op het netwerk van (koperen) leidingen, oftewel de 'koperen plaat', dat de levering van energie extreem betrouwbaar moet zijn én je zoveel energie moet kunnen krijgen als je wil, dat aan die consumptie door overheid en markt verdiend wordt, en dat de investeringen kostenefficiënt moeten zijn.

Het wordt steeds duidelijker dat die logica niet houdbaar is. Netcongestie, conflicten over ruimtelijke inpassing: overals piept en kraakt het. En ondertussen lopen de kosten voor gebruikers en samenleving almaar op (Thijssen et al., 2025; SIL, 2025), terwijl er tegelijkertijd geld aan het systeem wordt onttrokken via de belastinginkomsten en bedrijfswinsten.

Gelukkig is er intussen een hele andere logica ontstaan: die van decentrale systemen in democratische handen, waarin het principe is om zo min mogelijk energie (en dus grondstoffen en ruimte) te gebruiken, waardoor de afhankelijkheid van andere landen, inves-



DERK LOORBACH

Hoogleraar aan de Erasmus
Universiteit Rotterdam

teerders of machthebbers enorm afneemt. Denk bijvoorbeeld aan een buurtbatterij gekoppeld aan lokale zonnepanelen of *energy hubs* op bedrijventerreinen. Dergelijke decentrale energiesystemen, waarbij er in principe geen winst of belasting het systeem uit hoeft, zijn in potentie voor gebruikers veel goedkoper.

Maar zo'n duurzaam en democratisch energiesysteem betekent wel een verlies aan controle en macht op centraal niveau en een stuk minder inkomsten voor staat en markt. Het past bovendien slecht in bestaande regels, procedures en beleidsbenaderingen. De dominante beweging blijft dan ook om te blijven optimaliseren binnen de alles overheersende economische logica en spelregels die zijn ontwikkeld voor het centrale (en fossiele) energiesysteem.

Om de decentrale potentie echt tot wasdom te laten komen, zijn fundamentele wijzigingen nodig in bijvoorbeeld belastingen, aansluitregels, transporttarieven, beprijzing en regelgeving in de bouw (Drift, 2025). Regels die alleen vanuit de 'gevestigde orde' aangepast kunnen worden om zo het speelveld gelijk te trekken en om decentraal een eerlijke kans te geven.

Aan de juiste randvoorwaarden voor een decentraal systeem wordt gelukkig steeds harder gewerkt (Rooijers, 2025), maar de komende jaren vergt het politieke besluiten op allerlei niveaus om de beschermingslaag van het oude af te bouwen en de nieuwe context te scheppen. Dat vraagt ook om een nieuw economisch perspectief: er valt immers beperkt aan decentrale systemen te verdienen omdat ze duurzaam en sociaal zijn. En politici hebben wel het vertrouwen nodig dat de investeringen in deze energiesystemen zich uitbetalen. Laten economen zich daar eens op werpen: hoe krijgen we decentrale energiesystemen (financieel) van de grond?

Literatuur

Drift (2025) *Het decentrale manifest: De rem eraf*. Manifest op drift.eur.nl.

Rooijers, E. (2025) Op bedrijvenpark Pannerweg kunnen ondernemers eindelijk de ruimte op het stroomnet delen *Het Financieel Dagblad*, 26 november.

SIL (2025) *Hulp bij systeempijn: Uitdagingen voor de transitie van de Nederlandse basisindustrie, en vier stoutmoedige ideeën*. Rapport van het Sustainable Industry Lab, te vinden op sustainableindustry.nl.

Thijssen, M., K. Kreulen en J. Gubbels (2025) *De netto maatschappelijke kostprijs van netcongestie*. Rapport Ecorys, te vinden op open.overheid.nl.

Met juiste marktinrichting kan hernieuwbare energie bijdragen aan netbalans

Wind- en zonne-energie zijn nodig voor de energietransitie, maar ze zijn niet de stabielste stroomleveranciers – de wind of zon kan op het laatste moment nog weleens verstek laten gaan. Hoe kan de markt zo worden georganiseerd dat deze stroomproducenten juist bijdragen aan de stabiliteit van het net?

IN HET KORT

- Batterijen dragen bij aan netstabiliteit, maar doordat zij meerdere functies vervullen is aanvullende stabilisatie wenselijk.
- Of hernieuwbare energiebronnen kunnen bijdragen aan de stabiliteit van het net, hangt af van de structuur van de markt.
- Nederland heeft de juiste markt, maar onvoldoende liquiditeit voor deelname van hernieuwbare energieleveranciers.

**YASHAR
GHIASSI-
FARROKHFAL**

Universitair hoofd-
docent aan de
Erasmus Universi-
teit Rotterdam

**RONALD
HUISMAN**

Hoogleraar aan de
Erasmus Universi-
teit Rotterdam

De elektriciteitssector heeft de afgelopen twintig jaar een transformatie ondergaan. Terwijl marktpartijen vroeger vooral te maken hadden met vraagonzekerheid, worden ze door de groei van hernieuwbare energiebronnen nu ook geconfronteerd met aanbodonzekerheid. De productievolumes van zonne- en windparken hangen immers af van de weersomstandigheden, die slechts beperkt voorspelbaar zijn.

Tegelijkertijd daalt de flexibiliteit in de elektriciteitsmarkt doordat hernieuwbare energiebronnen – hun productie slechts beperkt kunnen aanpassen. Afschalen (curtailen) is relatief eenvoudig, maar niet altijd gewenst omdat potentieel aanbod van duurzame energie dan niet wordt benut. Opschalen is lastiger: dat kan alleen als eerder is afgeschaald, of wanneer er simpelweg meer zon of wind beschikbaar komt – iets waar we geen invloed hebben. Het aanpassingsvermogen van

hernieuwbare energiebronnen is dus beperkt en asymmetrisch, in tegenstelling tot bijvoorbeeld gascentrales, die zowel op als af kunnen schalen.

De energietransitie vergroot het belang van mechanismen die de balans tussen vraag en aanbod in real time kunnen waarborgen, omdat het aanbod instabiel wordt. Onbalans leidt tot frequentieafwijkingen die, wanneer ze niet tijdig worden gecorrigeerd, schade aan apparatuur kunnen veroorzaken en uiteindelijk tot storingen of stroomuitval kunnen leiden.

Een voor de hand liggende oplossing is investeren in meer opslagcapaciteit. De verwachting is dan ook dat de geïnstalleerde capaciteit van grote batterijen in Nederland groeit van twee gigawattuur in 2025 tot zo'n tien in 2027 (Energy Storage NL, 2025). Batterijen worden niet alleen ingezet voor het beheersen van real-time onbalans, maar batterijcapaciteit is bijvoorbeeld ook nodig om overdag opgewekte hernieuwbare elektriciteit te verplaatsen naar de avond of andere momenten waarop weinig of geen zon en wind beschikbaar zijn. Omdat de investering in batterijen fors is en de productie ervan negatieve milieu-effecten heeft (zoals de winning van zeldzame aardmetalen), is het wenselijk om ook andere mechanismen te onderzoeken. In dit artikel doen we dat door te kijken naar de mogelijke rol van producenten van zonne- en windenergie in het beheersen van onbalans.

Kortetermijnmarkten

Naast leveringsafspraken op de lange termijn tussen netbeheerders en energieleveranciers wordt er ook op de korte termijn gehandeld. Allereerst is er de day-aheadmarkt. Daarop wordt elektriciteit verhandeld voor levering gedurende elk specifiek uur in de volgende dag. Volume op day-aheadmarkten wordt aangeboden

en gekocht op basis van voorspellingen van vraag en aanbod die één dag voor levering gemaakt worden (De Boer, 2024).

Die dagvoorspellingen bevatten voorspelfouten. De weersomstandigheden die zowel de opwekking van hernieuwbare energie als het elektriciteitsverbruik beïnvloeden, kunnen immers afwijken van de voorspellingen. Voorspellingen van wind en zon gemaakt ten tijde van de day-aheadmarkt hebben een gemiddelde absolute voorspelfout van tien à vijftien procent (afhankelijk van locatie, seizoen en weercondities) (Kaltenbach et al., 2023).

Om deze voorspelfouten te compenseren is er op de kortere termijn ruimte nodig om te schakelen in de energielevering. Intradaymarkten voorzien hierin: zij opereren in de periode tussen de sluiting van de day-aheadmarkt en het leveringsmoment. Marktpartijen kunnen hier hun posities aanpassen naarmate nieuwe informatie over vraag en aanbod beschikbaar komt. Omdat de voor onbalans verantwoordelijke partijen in staat zijn hun posities op basis van verbeterde prognoses bij te sturen, wordt het net stabiel.

Daarnaast dragen intradaymarkten bij aan efficiënte prijsvorming. Ze bieden een aanvullend handelsplatform waarbij prijzen de actuele systeemomstandigheden weerspiegelen, wat leidt tot een betere allocatie van middelen. Een industriële afnemer die flexibel in zijn vraag kan sturen, kan bijvoorbeeld de intradayprijzen monitoren en besluiten het verbruik te verlagen wanneer deze boven de alternatieve kosten uitstijgen.

De extra handelsmogelijkheden en verbeterde prijsefficiëntie verkleinen bovendien zorgen over marktmacht. Intradaymarkten creëren toetredingskansen voor kleinere spelers en nieuwe technologieën die zich richten op bijna realtime activiteiten, iets waarvoor de day-aheadmarkt simpelweg te ver voorop ligt.

Balanceringsmarkten

Mocht er tussen het sluiten van de intradaymarkten en de uiteindelijke stroom op het net toch nog een discrepantie tussen vraag en aanbod ontstaan, dan kunnen de balanceringsmarkten het evenwicht tussen vraag en aanbod nog handhaven. De systeembeheerder koopt hier balanceringsenergie en -diensten in om resterende onbalansen te corrigeren en de systeemfrequentie binnen de acceptabele bandbreedte te houden (De Boer, 2024).

Balanceringsmarkten vormen het institutionele kader voor de economisch efficiënte inkoop en inzet

van deze bronnen. In plaats van specifieke producenten te verplichten balanceringsdiensten te leveren of via administratieve procedures bronnen te selecteren, maken marktgebaseerde systemen concurrentie mogelijk tussen aanbieders. Hierdoor wordt – althans in theorie – gegarandeerd dat balancering wordt geleverd door de goedkoopste beschikbare bronnen, met behoud van de vereiste technische normen.

Balanceringsmarkten maken doorgaans onderscheid tussen verschillende soorten producten op basis van hun technische kenmerken en de tijdschaal van hun respons. Als eerste zijn er frequentiebegrenzingsreserves, deze worden binnen enkele seconden automatisch geactiveerd als reactie op frequentieafwijkingen. Hierdoor zijn ze essentieel voor de onmiddellijke stabilisatie van de systeemfrequentie na een plotselinge onbalans, zoals het onverwachte verlies van een grote generator. Ten tweede zijn er frequentieherstelreserves, oftewel secundaire reserves, die binnen enkele seconden tot minuten geactiveerd kunnen worden om de systeemfrequentie naar de nominale waarde te herstellen en de frequentiebegrenzingsreserves te ontlasten. Ten slotte zijn er vervangende reserves, of tertiaire reserves – trager reagerende bronnen die binnen enkele minuten kunnen worden geactiveerd om frequentieherstel te vervangen (De Boer, 2024).

In Nederland is TenneT is verantwoordelijk voor het handhaven van de balans. Als een onbalanssituatie zich aandient, selecteert TenneT de benodigde diensten om onbalans te kunnen herstellen.

Hernieuwbare energiebronnen en onbalans

De aanbieders van balanceringsdiensten verdienen aan het oplossen van de onbalans. De kosten worden betaald door de partijen die onbalans veroorzaken, bijvoorbeeld door een hernieuwbare energiebronnen die op het laatste moment toch niet meer kan leveren.

Toch kunnen hernieuwbare energiebronnen mogelijk zelf deelnemen aan balanceringsmarkten om bij te dragen aan het herstellen van onbalans (Kaya et al., 2024). Het is aannemelijk dat deze leveranciers ook willen profiteren van mogelijke inkomsten die reservemarkten bieden, of in het verlagen van de balanceringskosten die hun activiteiten met zich meebrengen. Een grotere deelname van hernieuwbare energiebronnen zou bovendien aansluiten bij het streven van beleidsmakers om hernieuwbare bronnen een grotere rol te geven in reservemarkten, ter vervanging van conventionele fossiele reserveaanbieders (Europese Commissie, 2024).

De onvoorspelbaarheid van de productie van hernieuwbare energie vormt echter een belemmering voor het aangaan van verplichtingen in de balanceringsmarkten. Bovendien hebben hernieuwbare energiebronnen moeite om te voldoen aan de eisen van bepaalde reservemarkten, die vragen om symmetrische reservecapaciteit: de mogelijkheid om zowel op als af te regelen wanneer dat nodig is. Hoewel hernieuwbare bronnen relatief eenvoudig neerwaartse aanpassingen kunnen leveren, blijft het aanbieden van opwaartse capaciteit een uitdaging. De asymmetrie en onzekerheid van hernieuwbare energiebronnen zouden financiële risico's voor hernieuwbare energiebronnen en betrouwbaarheidsrisico's voor systeembeheerders met zich meebrengen als leveranciers zouden deelnemen aan de reservemarkten.

Toch zouden hernieuwbare energiebronnen deze beperkingen via drie strategieën kunnen overwinnen. Ten eerste kunnen ze hedging-overeenkomsten aangaan met opslagaanbieders: wanneer een hernieuwbare energiebron zich verplicht om een bepaald volume aan balanceringsdiensten te leveren maar door gebrek aan wind of zon dit niet kan nakomen, kan de opslagaanbieder bijspringen. Ten tweede kunnen leveranciers van hernieuwbare energie zelf investeren in opslagcapaciteit, hoewel dit kapitaalintensief is en daarmee vooral aantrekkelijk voor grotere spelers. De derde en mogelijk meest toegankelijke optie is om actief te handelen op intradaymarkten dicht bij de levering. Door continu hun posities aan te passen op basis van steeds nauwkeuriger wordende productieschattingen, kunnen hernieuwbare energiebronnen de mismatch tussen toegezegde balanceringsdiensten en hun werkelijke productiecapaciteit minimaliseren. Deze laatste strategie is echter alleen effectief als intradaymarkten voldoende liquiditeit en een geschikte microstructuur bieden.

Handelsdynamiek

Of onafhankelijke hernieuwbare energiebronnen winstgevend en betrouwbare reservediensten kunnen leveren, hangt af van de microstructuur en handelsdynamiek van de intradaymarkt (Kaya et al., 2024). Er zijn twee primaire typen intradaymarkten gebruikelijk: discrete intradaymarkten (toegepast in onder meer Italië en Spanje) en continue intradaymarkten (toegepast in onder meer Nederland en Duitsland).

Discrete markten zijn georganiseerd als veilingen die op verschillende momenten in een dag plaatsvinden. Op elk veilingmoment kunnen deelnemers elektriciteit aanbieden voor elk leveringsmoment vanaf de sluiting

van de veiling tot het einde van de leveringsdag. De marktprijs wordt bepaald door de marginale aanbieder, waarbij iedere deelnemer dezelfde marktruimingsprijs ontvangt.

Continue markten bieden daarentegen de mogelijkheid om op elk moment te bieden voor elk leveringsmoment. In Duitsland kan bijvoorbeeld tot vijf minuten voor levering gehandeld worden. Prijzen zijn niet uniform; biedingen worden gematcht tegen de biedingsprijs (*pay-as-bid*). De liquiditeit varieert gedurende de dag, met de meeste handel vlak voor het leveringsmoment (Scharff en Amelin, 2016; Elexon, 2023).

Discrete markten bieden meer liquiditeit en betere prijzen. Continue markten bieden de mogelijkheid om te handelen op basis van de meest recente informatie over het leveringsmoment. Het is daarom moeilijk kiezen welke marktopzet inherent beter is, vandaar dat beide marktvormen in Europa voorkomen. Zo gaat het *European single intraday coupling*-initiatief (SIDC), dat streeft naar een uniforme intraday-energiemarkt in de EU, uit van beide marktvormen (ENTSO-E, n.d.).

Discreet of continu

De microstructuur van intradaymarkten (discreet of continu) bepaalt de bereidheid van hernieuwbare energiebronnen om te participeren in de balanceringsmarkt. Kaya et al. (2024) modelleren de activiteiten van hernieuwbare energiebronnen in de energiemarkt, met en zonder opslag, die reservediensten leveren, ondersteund door te handelen op discrete of continue intradaymarkten op basis van Duitse data. Hieruit blijkt dat hernieuwbare energiebronnen bereid zijn deel te nemen aan de balanceringsmarkt als intradaymarkten continu zijn, zonder dat ze zelf in opslag hoeven te investeren. Bij discrete markten is deelname slechts aannemelijk als hernieuwbare energiebronnen over opslag beschikken.

Stel dat een windmolenparkexploitant zich committeert om een volume van tien eenheden aan balanceringsdiensten te leveren. Bij de toezegging wordt verwacht dat de wind voldoende is, maar kort voor het leveringsmoment blijkt de productie door gewijzigde weersverwachtingen slechts acht eenheden te bedragen. Er ontstaat een tekort van twee eenheden. Op een continue intradaymarkt kan de exploitant dit tekort direct oplossen. Zodra de nieuwe windprognose binnenkomt, bijvoorbeeld twee uur voor levering, kan de exploitant twee eenheden bijkopen op de intradaymarkt. Als een half uur later de prognose opnieuw wijzigt naar negen eenheden, kan de exploitant de positie weer aanpassen

door één eenheid te verkopen. Dit continue bijsturen is mogelijk tot enkele minuten voor levering, waardoor de exploitant zijn balanceringsafpraak kan nakomen zonder eigen opslagcapaciteit.

Op een discrete intradaymarkt verloopt dit anders. Deze markten werken met veilingen op vaste tijdstippen, bijvoorbeeld om 15:00 uur en 18:00 uur voor de levering die avond. Als de windprognose om 16:30 uur verslechtert, moet de exploitant wachten tot de volgende veiling. Deze beperkte flexibiliteit vergroot het risico dat de balanceringsafpraak niet kan worden nagekomen. Alleen met een batterij kan de exploitant de onzekerheid opvangen, waarbij die batterij als buffer functioneert.

Meer liquiditeit nodig

In Nederland bestaat een continue intradaymarkt, wat hernieuwbare energiebronnen theoretisch in staat stelt om zonder batterijen deel te nemen aan balanceringsmarkten. In de praktijk gebeurt dit echter nog beperkt, voornamelijk door liquiditeitsproblemen. Zelfs bij een continu open markt kan het lastig zijn om kort voor levering een handelspartner te vinden, vooral in uren waarin de productieprognoses het nauwkeurigst zijn. Lage liquiditeit kan leiden tot hoge *bid-ask spreads*, waardoor het voor hernieuwbare energiebronnen moeilijk wordt om hun posities tegen redelijke prijzen bij te sturen. Dit beperkt de praktische voordelen van een continue markt.

Het is voor beleidsmakers dus niet voldoende om te kiezen voor een continue marktstructuur; ze moeten ook actief werken aan het bevorderen van liquiditeit op deze markten. Dit kan bijvoorbeeld door meer partijen toegang te geven tot de intradaymarkt, transparantie te vergroten, of prikkels te creëren voor marktmakers die liquiditeit verschaffen. Of in ieder geval niet de liquiditeit beperken. Zo waarschuwde Energie-Nederland (2021) dat “opsplitsing van biedzones leidt tot lagere liquiditeit” en dat dit de integratie van hernieuwbare energiebronnen bemoeilijkt. Pas wanneer continue intradaymarkten daadwerkelijk liquide zijn, kunnen hernieuwbare energiebronnen ten volle profiteren van de mogelijkheid om zonder batterijen balanceringsdiensten aan te bieden.

Conclusie

Om leveranciers van hernieuwbare energie mee te laten helpen aan het oplossen van balanceringsproblemen, zouden beleidsmakers de liquiditeit van continue

intradaymarkten moeten bevorderen. Liquide continue intradaymarkten maken het mogelijk voor hernieuwbare energiebronnen om te participeren in balanceringsmarkten zonder te hoeven investeren in batterijen, zoals dat wel zou moeten in discrete intradaymarkten. Ondanks dat hernieuwbare energiebronnen de noodzaak voor reservediensten vergroten, worden zij daarmee ook een deel van de oplossing.

Literatuur

- Boer, S. de (2024) *De Nederlandse elektriciteitssector – deel 2: Hoe werken de verschillende elektriciteitsmarkten?* Rabobank, 14 mei.
- Elaxon (2023) *Market index definition statement review 2023*. Elaxon, 4 oktober.
- Energie-Nederland (2021) *Energie-Nederland uit zorgen over Europese herziening biedzones*. Energie-Nederland, Persbericht, 2 augustus.
- Energy Storage NL (2025) *Marktonderzoek Energieopslag 2025: Nederland moet versnellen om kansen niet te missen*. Energy Storage NL, Nieuwsbericht, 8 oktober.
- ENTSO-E (z.d.) *What is Single Intraday Coupling?* (Geraadpleegd in 2025).
- Europese Commissie (2024) *European consumers and industry to benefit from clean, secure and stable energy supplies with key market reforms now adopted*. Nieuwsbericht, 21 mei.
- Kaya, A., Y. Ghiassi-Farrokhfal, S. Rebennack et al. (2024) *Delivering reliable reserve commitments from intermittent electricity resources*. SSRN Working Paper, 26 augustus.
- Kaltenbach U., M. Lange en I. Sonntag (2023) *International Best Practices in Solar and Wind Power Forecasting*. GET. Transform technical brief, november.
- Scharff, R. en M. Amelin (2016) *Trading behaviour on the continuous intraday market Elbas*. *Energy Policy*, 88, 544–557.

Instabiliteit op het elektriciteitsnet komt deels door algoritmes

Op de Nederlandse energiemarkt neemt de instabiliteit op de balansmarkt – het segment waarin op het allerlaatste moment het evenwicht tussen vraag en aanbod van elektriciteit wordt hersteld – toe. Dit leidt soms tot duurdere stroom en vormt een mogelijk systeemrisico. Wat is de oorzaak, en wat kan eraan worden gedaan?

IN HET KORT

- Op het Nederlandse elektriciteitsnet is sprake van een toename in ‘regeltoestand 2’, wat duidt op een instabieler net.
- Sinds 2022 lijkt er een interactie tussen bijsturing van TenneT en algoritmes; dit kan een deel van de instabiliteit verklaren.
- De stabiliteit kan gewaarborgd worden door het beperken van het op- en afregelen en door meer voorspelbare prijzen.

REYER
GERLAGH

Hoogleraar aan
Tilburg University

De energietransitie is in volle gang. In 2024 kwam meer dan de helft van de elektriciteit in Nederland uit hernieuwbare bronnen zoals zon en wind (Van Teutem, 2025). Dat is goed nieuws voor het klimaat, maar het stelt het elektriciteitssysteem ook voor nieuwe uitdagingen. Zo staat bijvoorbeeld de Nederlandse balansmarkt – het mechanisme waarmee vraag en aanbod van stroom in real time in evenwicht worden gebracht – onder druk. Dit evenwicht is essentieel voor de leveringszekerheid van elektriciteit en daarmee voor de economie.

De balansmarkt verandert snel, niet alleen door hernieuwbare energie, maar ook door de inzet van batterijen en algoritmes. In dit artikel zet ik uiteen hoe de Nederlandse balansmarkt werkt, analyseer ik wat de instabiliteit veroorzaakt en wat daaraan gedaan kan worden.

De balansmarkt

In Nederland is TenneT verantwoordelijk voor het in balans houden van vraag en aanbod op het elektriciteitsnet. Om te voorkomen dat er onbalans ontstaat – een verschil tussen de hoeveelheid opgewekte en verbruikte energie – koopt TenneT een dag van tevoren zogenoemde op- en afregelcapaciteit in bij gecontracteerde Balancing Service Providers (BSP's). Deze inkoop gebeurt via een veiling en TenneT verwerft zich daarmee het recht om die capaciteit in te zetten wanneer het nodig is – dit is de markt voor *balanceringscapaciteit*. Contracten worden afgesloten voor periodes van vijftien minuten, de zogenaamde Imbalance Settlement Period (ISP). In dit artikel richt ik me specifiek op automatisch inzetbaar vermogen (aFRR) en niet het noodvermogen (mFRR), dat slechts zelden wordt ingezet.

Tot uiterlijk 25 minuten voor de start van elke ISP geven BSP's door tegen welke prijs zij bereid zijn om op of af te regelen. Tijdens de ISP selecteert TenneT vervolgens de goedkoopste biedingen die nodig zijn om het net in balans te houden. Dit vormt de markt voor *balanceringsenergie*.

Onbalans ontstaat grotendeels doordat Balance Responsible Parties (BRP's) – doorgaans elektriciteitsbedrijven – afwijken van hun contractuele verplichtingen om elektriciteit te leveren of af te nemen. Vooraf controleert TenneT of de geplande posities van BRP's in balans zijn. Achteraf wordt per BRP de daadwerkelijke balans berekend. Als een BRP afwijkt van haar contractuele positie, betaalt ze een onbalansprijs of ontvangt een vergoeding, afhankelijk van het feit of de afwijking de systeemontbalans vergroot of verkleint.

BRP's kunnen zelf anticiperen op de verwachte onbalansprijzen. Die prijzen zijn afgeleid van de real-time biedingen in de balanceringsenergiemarkt. TenneT

publiceert deze gegevens met een vertraging van twee minuten. Op basis daarvan kunnen BRP's besluiten om op of af te regelen. Dit proces heet de *onbalansmarkt*, ook wel passief balanceren genoemd. Het marktmechanisme helpt TenneT door BRP's via prijsprikkels in dezelfde richting te laten balanceren als TenneT zelf. Daardoor is er minder inzet nodig van BSP's. Als er toch een afwijking ontstaat – bijvoorbeeld doordat er meer elektriciteit wordt opgewekt dan verbruikt – dan ontstaat een zogeheten *area control error* (ACE). TenneT verwerkt dit overschot of tekort met het buitenland om het net alsnog in balans te brengen.

TenneT besteedde het afgelopen jaar ongeveer 5.000 euro per vijftien minuten aan balanceringsenergie via BSP's, en de laatste jaren lijkt er een toename van de kosten (figuur 1). De waarde van de internationale uitwisseling – berekend op basis van de Nederlandse prijzen voor balanceringsenergie – om onbalans op het laatste moment te verhelpen is ongeveer de helft van de binnenlandse BSP-uitgaven. Hoewel de totale waarde van de balansmarkten slechts enkele procenten bedraagt van de totale elektriciteitskosten in Nederland, zijn ze cruciaal voor het goed functioneren van het Nederlandse en Europese elektriciteitsnet.

Regeltoestanden en verrekenprijzen

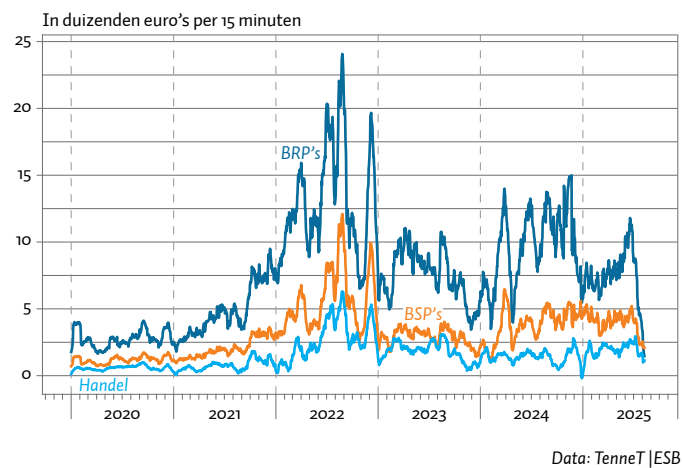
De prijs die BRP's betalen of ontvangen voor hun bijdrage aan het aanpakken van de onbalans, is afhankelijk van de zogenoemde regeltoestand binnen een ISP. Deze regeltoestand geeft aan hoe de balanceringsacties van BSP's zich binnen die vijftien minuten hebben ontwikkeld, en dus hoe complex de bijsturing was.

Bij regeltoestand 0 was er geen actie van BSP's nodig, de BRP's rekenen hun onbalans af tegen de middenprijs, tussen de laagste prijs voor opregelen en hoogste prijs voor afregelen. Bij regeltoestand +1 of -1 is er binnen de ISP alleen opregelen (of alleen afregelen) nodig. De onbalansprijs voor BRP's is gelijk aan de maximale (minimale) prijs die binnen de ISP aan BSP's is betaald. Deze regeltoestand wordt ook gebruikt voor de situatie dat de bijsturing monotoon stijgt van af- naar opregelen (+1) of andersom (-1). In dat geval wordt de laatste prijs binnen de ISP gebruikt voor de verrekening met de BRP's.

Bij regeltoestand 2 wisselt de bijsturing van richting binnen één ISP, en is niet monotoon dalend of stijgend – een teken van grote volatiliteit. In dit geval gelden duale verrekenprijzen: de BRP betaalt de hoogste prijs voor tekort en ontvangt de laagste prijs bij een overschot (maar BRP betaalt als de laagste prijs negatief is).

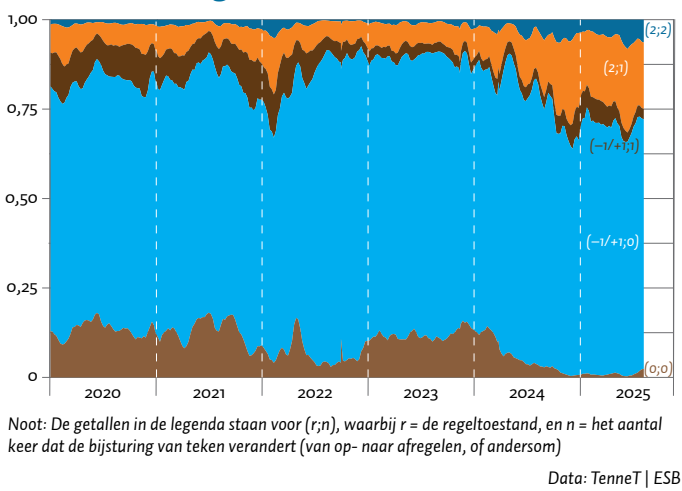
Kosten voor BRP's, BSP's en internationale uitwisseling, 2020–2025

FIGUUR 1



Aandeel van regeltoestanden

FIGUUR 2



Een duale prijs geeft een sterke prikkel aan alle BRP's om zelf in balans te zijn, omdat afwijken van de balans onder regeltoestand 2 financieel aanzienlijk zwaarder weegt.

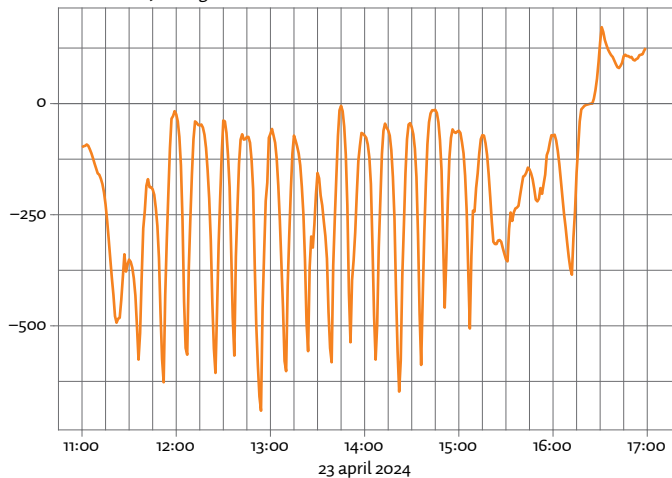
Een storm in 2024

In 2024 nam het aandeel ISP's met regeltoestand 2 toe van minder dan 10 naar ruim 25 procent in de laatste maanden van het jaar (figuur 2). Dit wijst op een forse toename van de complexiteit van het balanceren. Eind 2021 en begin 2022 was er ook een aanzienlijk aandeel regeltoestand 2, maar deze was minder sterk. In dit artikel richt ik me op 2024.

BSP-bijsturing, op 23 april 2024, tussen 11:00 en 17:00 uur

FIGUUR 3

BSP-volume, in megawatt



Data: TenneT | ESB

Er zijn verschillende mogelijke verklaringen voor de toename van de complexiteit. Zo is er sprake van een toename van zon- en windenergie. Het weer is op korte termijn onvoorspelbaar, waardoor er vaker een plotselinge verandering van de onbalans van positief naar negatief ontstaat, en andersom. Ook wordt de vraag naar elektriciteit onregelmatiger. Door de energietransitie is het volume en de volatiliteit van de elektriciteitsvraag sterk toegenomen. Denk bijvoorbeeld aan elektrische auto's die snelladen bij meer dan 100 kilowattuur per auto. Op deze twee transitiegerelateerde redenen richt de meeste (internationale) literatuur zich (Goodarzi et al., 2019; Klyve et al., 2023) (kader 1).

Cycli in de balansmarkt

Voor Nederland lijkt er echter (ook) iets anders aan de hand. Hier geldt een snelle en algoritmische response van BRP's. Moderne technologie stelt BRP's in staat om windturbines, zonnepanelen en batterijen snel op en af te regelen. BRP's ontwikkelen algoritmes die reageren op realtime marktinformatie. Deze kunnen, als ze massaal hetzelfde gedrag vertonen, via een feedbackloop leiden tot onbalans (zie Boulton et al. (2014) voor algoritmisch handelen op de aandelenmarkt).

Een feedbackloop kan ontstaan omdat de BRP's hun productie of verbruik bijsturen op basis van vertraagde informatie over de inzet van BSP's. De reactie van BRP's beïnvloedt op zijn beurt de onbalans op

het elektriciteitsnet. TenneT past daarop de inzet van BSP's aan, waarna BRP's opnieuw reageren, waardoor er een keten van wederzijdse bijsturing ontstaat. Wanneer zowel BRP's als TenneT snel en stevig reageren, kan deze feedbackloop instabiel worden, waardoor (toevallige) afwijkingen versterkt worden in plaats van gedempt, wat kan leiden tot zich herhalende en moeilijk te beheersen fluctuaties op het net.

Zo'n cyclus kan bijvoorbeeld tot stand komen wanneer aan het einde van een ISP veel zonneparken zijn afgeschakeld omdat de verwachte onbalansprijs negatief is. Aan het begin van de volgende ISP worden deze parken dan weer ingeschakeld, omdat er op dat moment nog weinig informatie beschikbaar is over de verwachte verrekenprijs. Dit kan zorgen voor een elektriciteitsoverschot, waarop TenneT reageert door BSP's af te regelen. BRP's zien deze beweging en concluderen dat de verrekenprijs waarschijnlijk opnieuw negatief zal zijn, waarop ze hun zonneparken opnieuw uitschakelen. TenneT verlaagt daarop de afregelcapaciteit weer. Zolang BRP's negatieve prijzen verwachten, blijven de zonneparken uitgeschakeld. Bij aanvang van de volgende ISP begint deze cyclus opnieuw.

Dit patroon ontstaat niet door één specifiek algoritme, maar juist door de interactie tussen algoritmes van BRP's en TenneT. Kleine variaties in het systeem groeien vanzelf uit tot zich herhalend cyclisch gedrag.

Het optreden van cycli in de data wijst op een instabiele feedbackloop. Omdat de onbalansmarkt werkt met ISP's van vijftien minuten, is het aannemelijk dat deze cycli ook een periode van vijftien minuten volgen.

Een voorbeeld van zo'n cyclisch patroon is te zien op 23 april 2024 (figuur 3). Tussen 11:45 en 15:15 uur herhaalde zich telkens hetzelfde proces. Aan het begin van elke ISP liep de afregeling snel op tot ongeveer 500 megawatt (rond minuut 6), waarna deze afnam tot ongeveer 50 megawatt (rond minuut 13). Daarna begon de cyclus opnieuw. Dit betrof een cyclus met grote amplitude: TenneT moest elke vijftien minuten een vermogen af- en weer opregelen ter grootte van de kerncentrale in Borssele. Hier lijkt dus sprake te zijn van een zichzelf versterkende feedbackloop door algoritmisch handelen tussen BRP's en TenneT (BSP's).

Ontwikkeling van cycli

De cycli zijn pas sinds 2022 zichtbaar in de data (figuur 4) – de kleine positieve waarden voor 2022 interpreteer ik als ruis: willekeurige ISP's die met een strikt positieve kans het label cyclus krijgen. De cycli bepaal ik via de

correlatie tussen twee opeenvolgende ISP's: als de BSP-activering in een ISP sterk gecorreleerd is ($>0,5$) met die in de voorgaande én de volgende ISP, stel ik dat er een cyclus is. De cycli uit figuur 3 hebben een correlatie van ongeveer 0,7.

De cycli lijken in 2024 te ontstaan bij lage elektriciteitsprijzen, als de zon schijnt, en in regeltoestand -1. Dat suggereert een rol voor hernieuwbare energie die eenvoudig kan worden afgeschakeld. Als de elektriciteitsprijs laag is, is de verwachte verrekenprijs van de onbalans groter dan de opportuniteitskosten van de zonnestroom, waardoor zonneparkbeheerders mogelijk de panelen inzetten voor het bijsturen van de onbalans.

Oplossingsrichtingen

Er zijn verschillende oplossingsrichtingen denkbaar om het net minder instabiel te maken.

Vertraging in informatie

TenneT heeft ervoor gekozen om vanaf 3 december 2024 de informatie over de inzet van BSP's met vijf minuten vertraging te publiceren, in plaats van met twee minuten. Dit lijkt een zeer effectieve maatregel te zijn geweest, want het aantal cycli daalde snel (figuur 4). Maar het lijkt er ook op dat de algoritmes zich in het begin van 2025 aanpassen en de cycli weer terugkwamen. Een nadeel is dat de vertraging van informatie ook de effectieve en positieve bijdrage van BRP's aan de balancering belemmert. TenneT heeft daarom per 1 juli 2025 de vertraging in de publicatie van data weer teruggebracht naar twee minuten.

Het BSP-algoritme van TenneT

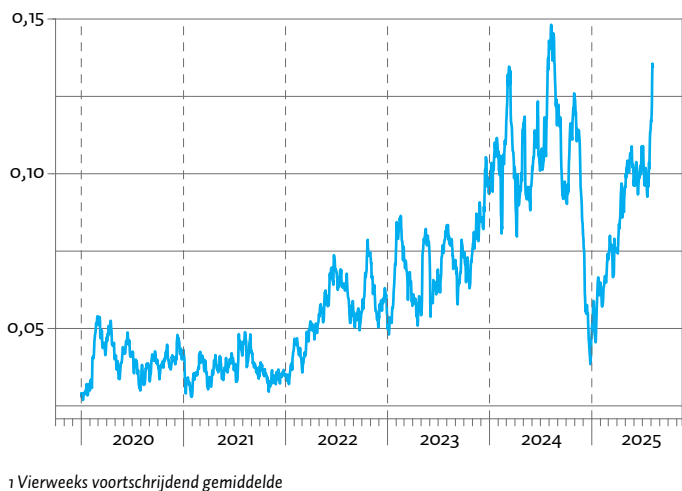
Omdat cycli het gevolg zijn van de interactie tussen de algoritmes van TenneT en de BRP's, kan er gekeken worden of een aanpassing van het algoritme van TenneT het cyclische patroon kan doorbreken. TenneT heeft aangekondigd om sneller te reageren op een grote onbalans (TenneT, 2025). Het houdt ook rekening met de verwachte response van de BRP's. Maar het is mij niet duidelijk onder welke condities een snellere response van TenneT leidt tot een minder sterke feedbackloop TenneT – BRP – TenneT. Een snellere response van TenneT kan de feedback ook versterken.

Regulering regelsnelheid

TenneT heeft BRP's gevraagd de regelsnelheid van installaties te beperken tot twintig procent van de maximale capaciteit per minuut en maximaal 100 megawatt

Frequentie ISP's met correlatie van BSP-activering in opeenvolgende ISP's¹

FIGUUR 4



Cycli in de balansmarkt

KADER 1

Een alternatieve verklaring voor cycli, dat TenneT sinds oktober 2024 aangesloten is bij Picasso, een Europese samenwerking waarbij de onbalans wordt gecompenseerd in het gebied waar dat het goedkoopste kan, is onwaarschijnlijk. De Nederlandse

balansmarkt is relatief goedkoop ten opzichte van de buurlanden en importeert daardoor onbalans uit het buitenland. Toch is Picasso waarschijnlijk van ondergeschikt belang, omdat de stijging van regeltoestand 2 plaatsvond vóór oktober 2024.

per minuut (ACM, 2025). Het idee is dat als de BRP's minder heftig reageren, de cycli ook minder sterk zijn. Met het oog op de verwachte sterke groei van automatisch regelvermogen is het echter de vraag of deze grens per installatie voldoende is. Mogelijk is een maximum aan de totale sturing van vermogen door BRP's nodig.

Een aanvullende maatregel kan zijn om vermogen dat binnen vijftien minuten van richting verandert te classificeren als *hoog-frequent*. Zulke vermogens zouden dan moeten worden gerapporteerd en per minuut worden verrekend, in plaats van een verrekening voor de hele ISP. Dit zou het af- en opschakelen van bijvoorbeeld zonneparken binnen dezelfde ISP minder aantrekkelijk maken.

Voorspelbare prijzen

Cycli ontstaan doordat BRP's reageren op BSP's en omgekeerd. BRP-algoritmes zijn ontworpen om kosten te minimaliseren of opbrengsten te maximaliseren,

waarvoor ze de verwachte rekenprijs inschatten. De huidige koppeling van de verrekenprijs aan de regeltoestand maakt de prijs daardoor instabiel: kleine verschillen in het regelproces kunnen leiden tot een andere regeltoestand, en dus tot grote prijsverschillen.

Een alternatief is om verrekenprijzen te baseren op een gewogen gemiddelde van meerdere prijzen, onafhankelijk van de regeltoestand. Zo'n prijs is beter voorspelbaar en geeft BRP-algoritmes minder prikkels om abrupt te schakelen. De duale verrekenprijs, of het gemiddelde van de BSP-prijzen binnen een ISP, of de laatste prijs binnen een ISP, zijn kandidaten die als basis kunnen worden gebruikt, ongeacht de regeltoestand.

Andere ontwikkelingen

Tot 1 oktober 2025 werkt de Europese day-ahead-elektriciteitsmarkt nog met uurprijzen. Dit levert een schok in vraag en aanbod bij het begin van elk uur. We zien daardoor in het eerste kwartier van elk uur een veel grotere volatiliteit in de balansmarkt, en in de aanwezigheid van regeltoestand 2. Vanaf 1 oktober wordt op de day-ahead-markt per kwartier gehandeld. Dit zal vermoedelijk zorgen voor meer continue prijzen en daardoor minder volatiliteit in de balansmarkt tijdens het eerste kwartier van elk uur.

Conclusie

De balansmarkt is een cruciale, maar kwetsbare schakel in de energietransitie. De toename van hernieuwbare energie, nieuwe technologie en batterijen brengen niet alleen voordelen, maar ook volatiliteit en complexiteit

met zich mee. Dit vraagt om een doordacht marktontwerp, waarin prijsprikkels en marktinrichting slim worden ingezet om stabiliteit te bevorderen.

Voor economen biedt de balansmarkt een interessante casus over marktontwerp, informatie-asymmetrie en strategisch gedrag. Een goed functionerende elektriciteitsmarkt is van direct belang voor investeringsbeslissingen, huishoudens en beleidsvorming. Nu de elektriciteitsmarkt verandert, is het tijd om na te denken over de vraag óf – en zo ja, hoe – het marktontwerp mee moet evolueren.

Literatuur

ACM (2025) *Codewijzigingsvoorstel maximale regelsnelheid in reactie op balans*. ACM Publicatie, 26 maart.

Boulton, T.J., M.V. Braga-Alves en M. Kulchania (2014) The flash crash: An examination of shareholder wealth and market quality. *Journal of Financial Intermediation*, 23(1), 140–156.

Goodarzi, S., H.N. Perera en D. Bunn (2019) The impact of renewable energy forecast errors on imbalance volumes and electricity spot prices. *Energy Policy*, 134, 110827.

Klyve, Ø.S., G. Klæboe, M.M. Nygård en E.S. Marstein (2023) Limiting imbalance settlement costs from variable renewable energy sources in the Nordics: Internal balancing vs. balancing market participation. *Applied Energy*, 350, 121696.

TenneT (2025) *Rapportage van een TenneT Webinar*, 27 mei. Te vinden op [tennet-drupal.s3.eu-central-1.amazonaws.com/default/2025-06/ Webinar oscillations and other key developments - Follow-Up.pdf](https://tennet-drupal.s3.eu-central-1.amazonaws.com/default/2025-06/ Webinar%20oscillations%20and%20other%20key%20developments%20-%20Follow-Up.pdf).

Teutem, S. van (2025) *Renewables have taken the lead in Dutch electricity production*. Statistiek op ourworldindata.org, 1 augustus.

Colofon



Economisch Statistische Berichten (ESB) is het vakblad van de Koninklijke Vereniging voor de Staathuishoudkunde. ESB signaleert nieuwe ontwikkelingen in de economische wetenschap. Daarnaast worden in ESB economische inzichten toegepast om beleidsrelevante aanbevelingen te doen voor de overheid, maatschappelijke instellingen en bedrijven. Ook analyseert ESB de belangrijkste ontwikkelingen in de Nederlandse economie. Artikelen in ESB verschijnen op persoonlijke titel. ESB is een uitgave van Stichting ESB. De Koninklijke Vereniging

voor de Staathuishoudkunde is houder van de merknaam ESB.

Redactie:
Robert Kleinknecht (hoofdredacteur),
Wolf Struys, Coen van de Kraats,
Rutger Schilpzand, Jasper Lukkezen,
Simon Huijben, Tilbe Atav, Erik van de Winkel en Elisa de Weerd
Redactiemedewerkers:
Katrien Castelijns en Niels van Leeuwen
Tekstredactie: De Twee Hanen
Vormgeving: Jacques van Schie
Bestuur Stichting ESB: Cees Oudshoorn (voorzitter), Mathijs Bouman, Esther van Rijswijk en Daniël van Vuuren

Commissie van redactie wordt opnieuw geformeerd onder voorzitterschap van Arjen van Witteloostuijn

Afbeeldingen

iStock / Milos Ruzicka, YoungNH, SolStock

Publiceren

Aanwijzingen voor het aanleveren van kopij vindt u op www.esb.nu/publiceren

Abonneren

U kunt een abonnement online afsluiten op www.esb.nu/word-lid

Contact

Redactie:
020 592 87 77; redactie@esb.nu
Klantenservice:
lid@esb.nu
Adverteren:
Thomas Timmermans, 020 592 8636
thomas.timmermans@fdmediagroep.nl
Postadres:
Postbus 216, 1000 AE Amsterdam
Bezoek:
Prins Bernhardplein 173,
1097 BL Amsterdam
Webadres:
www.esb.nu
ISSN: 0013-0583