

> Retouradres Postbus 20401 2500 EK Den Haag

De Voorzitter van de Tweede Kamer
der Staten-Generaal
Prinses Irenestraat 6
2595 BD DEN HAAG

Datum 27 mei 2025
Betreft Beantwoording Kamervragen over de kosten van de energie-
infrastructuur

Geachte Voorzitter,

Hierbij zend ik u de antwoorden op de vragen van het lid Bontenbal (CDA) over de kosten van de energie-infrastructuur¹, ingezonden op 9 mei 2025.

Sophie Hermans
Minister van Klimaat en Groene Groei

¹ 2025Z08895

2025Z08895

1

In hoeverre zijn alle opties onderzocht om de verwachte investeringsbehoefte tot 2040 van netto 219 miljard euro (range €156 – 282 miljard) in energie-infrastructuur om de klimaat- en energieambities te realiseren, zoals in het FIEN+ rapport becijferd, te dempen? In hoeverre vormt het uitgangspunt van het Interdepartementaal Beleidsonderzoek (IBO) bekostiging van de elektriciteitsinfrastructuur dat het Nationaal Plan Energiesysteem (NPE) als vertrekpunt heeft gekozen een beperking daarbij?

Antwoord

Het Nationaal Plan Energiesysteem (NPE) is als uitgangspunt meegegeven in de taakopdracht aan dit IBO. Het NPE vormt de strategie van het kabinet om toe te werken naar een robuust en klimaatneutraal energiesysteem in 2050. Gegeven deze ambitie is in het IBO onderzocht hoe groot de cumulatieve investeringsopgave voor het elektriciteitsnetwerk richting 2040 is, en hoe nadere keuzes om het net beter te benutten deze opgave kunnen dempen. In het IBO zijn daarnaast twee gevoeligheidsanalyses verkend die uitgaan van een lagere elektriciteitsvraag in 2040 ten opzichte van het II3050-scenario Nationaal Leiderschap, dat door veel netbeheerders gebruikt wordt als basis voor hun investeringsplannen. In beide gevoeligheidsanalyses zijn de lagere investeringskosten en de dalende volumes in eenzelfde orde grootte meegenomen. Deze verkenning geeft dan ook aan dat het netto-effect op de netkosten voor afnemers beperkt of niet significant zal zijn.

Deze gevoeligheidsanalyses zijn eerste verkenningen. Het IBO adviseert dan ook meer kennis op te bouwen over de kosten en baten van het totale energiesysteem van de toekomst en de transitie ernaartoe voor een betere besluitvorming. In de kabinetsreactie op het IBO heeft het kabinet dan ook aangekondigd een gericht publiek kennisprogramma op te zetten. Hiermee wordt beter inzicht verkregen in de kosten, baten en verdelingsaspecten van de energietransitie, inclusief de effecten van beleidskeuzes en hiervoor wordt gezamenlijk kennis, data en methoden ontwikkeld, zoals ook over is gewisseld tijdens het commissiedebat Nettareven op 14 mei jl. Het kabinet heeft hiervoor de samenwerking gezocht met de publieke kennisinstellingen (PBL, CPB, TNO, CBS en RVO). Bij de aankomende jaarlijkse Klimaat- en Energienota, die dit jaar met Prinsjesdag aan de Kamer zal worden gestuurd, wordt hier uitgebreider op ingegaan.

2

Hoe zorgt u ervoor dat de inzichten en kosten die als resultaat in het FIEN+ rapport naar voren komen weer als input worden gebruikt voor het NPE? Welke

**Directoraat-generaal Klimaat
en Energie**

Directie Strategie
Energiesysteem

Ons kenmerk

DGKE-DSE / 98995750

wisselwerking is er tussen de inzichten uit het FIEN+ rapport en het NPE? Bent u van mening dat het NPE aangepast zou moeten worden op basis van de inzichten uit het FIEN+ rapport? Is een 5-jaarstermijn daarbij niet te lang?

Antwoord

Het NPE is ontworpen als een adaptief plan. Omdat actuele ontwikkelingen ertoe kunnen leiden dat een vijfjaarlijkse actualisatie van het NPE ontoereikend is, biedt de vijfjaarlijkse cyclus van het NPE de mogelijkheid van tussentijdse actualisatie. Dit betekent dat de plannen in het NPE ten minste elke 5 jaar, maar als het nodig is ook tussentijds, worden herijkt op basis van nieuwe inzichten en nieuwe ontwikkelingen. Het kabinet is van mening dat er meerdere grote ontwikkelingen zijn die aanleiding geven om het NPE in 2026 op deze punten te actualiseren. De aankomende Klimaat- en energienota zal alvast een doorkijk geven van de belangrijkste onderwerpen en richting van de actualisatie van het NPE. Bij het maken van het NPE 2023 is destijds gebruik gemaakt van inzichten uit verschillende integrale systeemstudies, waarbij ook de kosten (inclusief de kosten van elektriciteitsnetwerken) meegewogen zijn in nauwe samenwerking met publieke kennisinstellingen en de netbeheerders, bijvoorbeeld door gebruik te maken van inzichten uit verschillende systeemstudies. Sindsdien, zoals in FIEN+ blijkt, zijn de kosteninschattingen voor elektriciteitsinfrastructuur flink omhoog bijgesteld. Deze inzichten worden dan ook meegenomen bij de aangekondigde actualisatie van het NPE in 2026.

3

Deelt u de mening dat, gelet op de forse investeringen die gedaan moeten worden, het erg belangrijk is steeds op zoek te gaan naar de meest kostenoptimale invulling van de Nederlandse energie- en klimaatambities? In hoeverre is het huidige beleid daartoe in staat?

Antwoord

Het kabinet deelt deze opvatting. Zoals het NPE beschrijft is betaalbaarheid één van de centrale publieke belangen waar het energiebeleid op gericht is. Kosten en betaalbaarheid voor gebruikers neemt het kabinet dan ook mee in het maken van keuzes. Om goede keuzes te maken voor een kostenoptimale invulling van de transitie naar een robuust en klimaatneutraal energiesysteem maakt het kabinet gebruik van kennis die hierover is, zoals optimalisatiestudies van verschillende partijen. Zoals toegelicht onder antwoord 1, is het kabinet van mening dat dit nog beter kan en start daarom een gericht kennisprogramma met de publieke kennisinstellingen. Daarnaast, zoals aangegeven in de kabinetsreactie op het IBO, gaat het kabinet in gesprek met netbeheerders om een netwerktoets uit te werken, waarmee bij grote keuzes over de inrichting van het energiesysteem een

toets kan worden gedaan wat de impact daarvan is op de infrastructuurkosten, zodat deze goed meegewogen kan worden.

4

Klopt het dat het NPE niet is gebaseerd op een optimalisatiestudie, waarin gezocht wordt naar de laagste systeemkosten binnen de kaders van de energie- en klimaatambities van Nederland? Bent u van mening dat de inzichten die zijn opgedaan (zoals de 88 miljard euro die nodig zijn voor de investeringen in wind op zee) in het FIEN+ rapport en in het IBO een plek moeten krijgen in de zoektocht naar een kostenoptima(a)l(er) energiesysteem?

Antwoord

Bij het opstellen van het NPE is gebruik gemaakt van meerdere systeemstudies, waaronder optimalisatiestudies. In deze studies zijn ook de kosten meegenomen. Daarnaast is bij het opstellen van het NPE een aparte meta-studie uitgevoerd waarbij inzichten uit de verschillende studies naast elkaar zijn gezet en de gemene delers en verschillen zijn geïnterpreteerd. Bij actualisatie en/of herijking van het NPE zal het kabinet gebruik maken van de meest actuele inzichten uit verschillende studies, waaronder FIEN+ en het IBO, en daarnaast het nieuwe kennisprogramma dat wordt opgestart.

5

Deelt u de mening dat de gebruikte aannames ten aanzien van energiemix en kosten van energie-opties en -infrastructuur vaak niet transparant – althans niet makkelijk herleidbaar – zijn? Deelt u ook de mening dat het feit dat er veel onderlinge verwijzingen tussen rapporten en rekenmodellen bestaan, de uitkomsten kwetsbaar maken en kunnen leiden tot uitkomsten die zichzelf bevestigen?

Antwoord

Het kabinet ziet bij systeemstudies een gemengd beeld ten aanzien van adequate beschrijving van aannames, uitgangspunten – en de duiding van de invloed hiervan – op de uitkomsten van studies. Bij de ene studie is dat makkelijker te herleiden dan de andere. De meta-studie die bij het opstellen van het NPE in opdracht van het kabinet is uitgevoerd onderschrijft dit beeld. Het kabinet ziet dan ook het potentiële risico van teveel kruisverwijzingen. Het kabinet ziet als een oplossingsrichting hiervoor het hanteren van gelijke uitgangspunten, wat het mogelijk maakt voort te kunnen bouwen op onderzoeksresultaten en de onderlinge vergelijkbaarheid van studies en onderzoeksrapporten vergroot. Met het kennisprogramma door publieke kennisinstellingen, zoals beschreven in vraag 1, beoogt het kabinet de transparantie over aannames en inzichten over de

samenhang van verschillende kostenaspecten te vergroten. Dit is nodig, juist ook op het punt van de infrastructuurkosten (zie ook het antwoord op vraag 11). Daarnaast maakt het kabinet, zoals aangekondigd in de kabinetsreactie op het IBO, werk van het IBO-advies om het proces voor het gezamenlijk opstellen van langetermijnscenario's, die de basis vormen voor investeringsplannen, te verbeteren. Onderdeel daarvan is om in gezamenlijkheid te komen tot transparante uitgangspunten waarop de scenario's worden gebaseerd. Een ander onderdeel is om de scenario's door te vertalen naar een integrale infrastructuurplanning, waarin ook de ruimtelijke dimensie wordt betrokken. Dit draagt ook bij aan inzicht in de effecten van beleidskeuzes op systeemniveau en hoe de energie-infrastructuur zo efficiënt mogelijk ingericht en benut kan worden. Op deze manier is de ontwikkeling van infrastructuur niet enkel een optelsom van bottom-up plannen en wensen, maar kan de overheid met bepaalde structurerende keuzes – bijvoorbeeld in ruimtelijke inrichting of het opschalingstempo van bepaalde technieken – ook invloed uitoefenen dat het systeem zo ontwikkeld dat het de grootste maatschappelijke waarde tegen de laagste kosten geeft.

6

Bent u er bijvoorbeeld van overtuigd dat de gedane studies adequaat genoeg zijn om te beoordelen of een hogere adoptie van kernenergie (conventioneel en/of Small Modular Reactors (SMR's)), groen gas, hybride warmtepompen tot lagere systeemkosten zullen leiden? Deelt u de mening dat dit tentatief is uitgezocht, maar toch meer robuust onderzoek vergt?

Antwoord

Hoewel systeemmodellen voortdurend ontwikkeld en verbeterd worden, geven uitgevoerde studies al een robuust beeld over de systeemoptimale inzet van groen gas en hybride warmtepompen in het toekomstige energiesysteem (zie ook het antwoord hieronder op vraag 16). Voor de rol van kernenergie zijn er reeds systeemstudies uitgevoerd die laten zien dat conventionele centrales vanuit systeemkostenperspectief een goede toevoeging kunnen zijn.²³ Op dit moment wordt een verdiepende systeemstudie uitgevoerd voor kernenergie. Deze studie verkent de bijdrage van zowel grootschalige kerncentrales als SMR's aan de systeemkosten. Deze studie wordt naar verwachting met de volgende voortgangsbrief kernenergie aan de Kamer aangeboden. Aangezien SMR's zich nog in een vroeg stadium van ontwikkeling bevinden, zijn de verwachtingen ten aanzien van kosten, schaalbaarheid en realisatietijd voorlopig en onderhevig aan

² Witteveen & Bos. Scenariostudie kernenergie.

³ TNO. Towards a sustainable energy system for the Netherlands in 2050.

verandering en grote onzekerheidsmarges. Verdere analyse is daarom ook op dit vlak wenselijk.

7

Bent u het eens met de auteurs van het FIEN+ rapport wanneer zij het volgende schrijven: "Er kunnen daarom geen conclusies getrokken worden aan de hand van dit rapport over een andere of optimalere invulling van de energiemix. Daarvoor is een breder onderzoek nodig dat ook kijkt naar interactie-effecten tussen (1) de invulling van de energiemix, (2) de investeringen die vervolgens nodig zijn in de netten als gevolg van deze energiemix, (3) de impact van deze energiemix op elektriciteits- en gasprijzen en (4) evt. overige kosten te maken door eindgebruikers"? Bent u het ermee eens dat zo'n breder onderzoek wel nodig is?

Antwoord

Ja. Het kabinet start hiertoe het reeds eerder genoemde kennisprogramma op met de publieke kennisinstellingen (PBL, CPB, TNO, CBS en RVO).

8

In hoeverre zijn de aannames in de prognose van zonne-energie in het FIEN+ rapport adequaat, nu de salderingsregeling abrupt door dit kabinet wordt afgebouwd en ook zon op land beperkt wordt? Is de aanname dat er tot 2030 55 GWp aan zon-PV (zonnepanelen) bijkomt, realistisch

9

In hoeverre zijn de aannames in de prognose van wind op zee in het FIEN+ rapport adequaat, nu wind op zee internationaal tegen kostenstijgingen aanloopt? Is de aanname dat er tot 2030 17 GW bijkomt, realistisch?

Antwoord 8 en 9

De prognoses in het FIEN+ rapport zijn gebaseerd zijn op de investeringsplannen van 2024 van de netbeheerders. Netbeheerders hebben aanvullende informatie aangeleverd zodat een gezamenlijke projectie richting 2040 kan worden gemaakt, dus voorbij de IP-periode. Daarbij is gegeven de (beleids-)onzekerheden bewust een bandbreedte gehanteerd. Recente beleidsvoornemens zoals de afbouw van de salderingsregeling zijn daarin nog niet meegenomen. Netwerkbeheerders moeten rekening houden met verschillende mogelijkheden en daar hun investeringsplannen op aanpassen en doen dat ook elke twee jaar. Op 13 mei hebben de netbeheerders de meest actuele scenario's gepresenteerd die ten grondslag zullen liggen aan de investeringsplannen van 2026. De netbeheerders gaan er in hun plannen van uit dat Nederland koerst op een klimaatneutraal energiesysteem in 2050. Om dat te bereiken is sterke groei van zowel zon-PV als

Wind op zee richting de toekomst benodigd, met een forse onzekerheidsmarge. Naarmate hier vanuit de markt en de overheid meer zekerheid over ontstaat, zullen netbeheerders in staat zijn de precieze netwerkbehoeften voor de toekomst beter te ramen. In de klimaat- en energienota 2025 en later bij de actualisatie van het NPE in 2026 gaat het kabinet verder in op de verwachte ontwikkelingen van zowel zon-pv als wind op zee.

10

Klopt het dat doordat de kosten van de aansluiting van de windparken op zee worden verrekend in de nettarieven van alle Nederlandse aangeslotenen, dit betekent dat de prijs van elektriciteit uit windenergie lager is dan wanneer de kosten via een producententarif in de elektriciteitskosten zelf zouden worden verrekend?

Betekent dit ook dat bij export van elektriciteit naar omliggende landen, deze landen daar een onterecht voordeel bij hebben?

Is dit reden om de kosten van de elektriciteitsinfrastructuur op zee in de elektriciteitskosten zelf te verwerken (zodat ook verbruikers in andere landen meebetalen aan de kosten van energie-infrastructuur in Nederland)?

Antwoord

Ja, voor een deel is dat juist. De invoer van een producententarif zou leiden tot hogere kosten voor windparken op zee. Een impact op de prijs van de elektriciteit geproduceerd door windparken op zee is mogelijk, maar de mate waarin dit zou gebeuren is onzeker, omdat individuele producenten niet altijd hun eigen verkoopprijs kunnen bepalen, maar onderdeel zijn van een concurrerende elektriciteitsmarkt.

Uit een studie van CE Delft naar de impact van producententarif blijkt dat hoogstwaarschijnlijk slechts een relatief marginaal deel van de netkosten effectief neergelegd kan worden bij buitenlandse partijen. Dit heeft ook te maken met Europese beperkingen op de hoogte van het invoertarif. CE Delft schat in dat, voor zover Nederlandse producenten het invoertarif kunnen meenemen in hun prijszetting, zij daarmee in 2030 €22-37 miljoen euro per jaar aan netkosten indirect bij buitenlandse partijen in rekening zouden kunnen brengen. Dit is het deel van de Nederlandse netkosten dat niet (direct of indirect) door Nederlandse aangeslotenen betaald hoeft te worden. Vergeleken met de verwachte, totale jaarlijkse elektriciteitsnetkosten van 10,1 miljard in 2030 gaat het dan om minder dan een half procent.

Er zijn ook grote nadelen aan een producententarif. Voor nieuwe windparken geldt dat zij deze zouden betrekken bij hun tenderbod. Dat zou kunnen leiden tot minder opbrengsten voor de veiling van de kavel, meer noodzaak voor subsidie in enige vorm of het uitblijven van een bod. De invoering van een producenten tarief

raakt mogelijk het tempo van de huidige uitrol van wind op zee en de haalbaarheid van toekomstige windenergieprojecten.

Om te borgen dat ook op langere termijn de kosten en baten van nieuwe infrastructuurprojecten op zee eerlijk worden verdeeld, werkt het kabinet samen met netbeheerders, andere lidstaten en de Europese Commissie aan afspraken over kostenverdeling bij grensoverschrijdende projecten, o.a. binnen de North Seas Energy Cooperation (NSEC). In het Windenergie Infrastructuurplan Noordzee (WIN) zal worden ingegaan op de mogelijkheden voor nieuwe interconnectoren met buurlanden waarbij de verdeling van de kosten en baten hiervan nauwkeurig wordt afgewogen.

11

Hoe beoordeelt u de volgende observatie in het IBO: “Een belangrijke eerste observatie is dat in de huidige beleidsvorming voornamelijk scenario’s worden gebruikt die gebaseerd zijn op een technische optimalisatie van vraag en aanbod binnen het energie- of elektriciteitssysteem. Er wordt echter in beperkte mate rekening gehouden met de rol, ontwikkeling en de kosten van de (elektriciteits-) infrastructuur. Als de infrastructurele dimensie integraal zou worden meegenomen, wordt de complexiteit weliswaar groter, maar komen de volledige systeemeffecten en -kosten wel eerder en beter in beeld”? Bent u het met deze observatie eens en wat betekent dit voor het NPE?

Antwoord

Het kabinet onderschrijft deze observatie. In de beleidsvorming wordt gebruik gemaakt van inzichten uit verschillende scenario’s, waaronder optimalisatiestudies. In een deel van de optimalisatiestudies wordt geoptimaliseerd op totale systeemkosten, waarbij naast vraag en aanbod ook overige systeemcomponenten zoals infrastructuur, flexibiliteit en opslag worden meegewogen evenals afwegingen buiten de elektriciteitsketen. Het recente zicht op hoge kosten van elektriciteitsinfrastructuur maakt dat deze component in de optimalisatie belangrijker wordt; dit vraagt een hernieuwde kritische blik op de modellering ervan. Toekomstige scenariostudies zullen uitwijzen in hoeverre deze actuele inzichten leiden tot wijzigingen in verwachte uitkomsten. Bij de actualisatie van het NPE in 2026 beoogt het kabinet gebruik te kunnen maken van geactualiseerde scenario’s die een aangescherpt beeld geven van de totale systeemkosten.

12

Klopt het dat “TenneT voor de opgave van 21 GW reeds financiële verplichtingen is aangegaan en dat een substantieel deel van de investeringsopgave van 88

miljard euro dus al vast ligt en niet gewijzigd kan worden”? Welk deel van de 88 miljard euro ligt financieel al vast?

Antwoord

TenneT krijgt in het ontwikkelkader windenergie op zee opdracht van het kabinet voor de ontwikkeling van het net op zee. De doorlooptijd van de realisatie van de infrastructuur die TenneT aanlegt voor een windpark is lang. Dit is langer dan het bouwen van het windpark zelf. Daarom starten deze investeringen voordat een tender voor een windpark wordt gestart. Daarbij geldt dat het hier een markt betreft waar maar een beperkt aantal partijen deze complexe infrastructuur kan realiseren. TenneT heeft daarom al ruim voor het opleveren van het net op zee contracten afgesloten voor de bouw en aanleg van de verschillende onderdelen van het net op zee, zoals de platforms op zee en de kabels. Dit heeft TenneT voor de gehele 21 GW (inclusief LionLink) en Doordewind II inmiddels gedaan. De totale investeringskosten hiervoor bedragen circa 42 miljard euro. Een deel van dit bedrag is al daadwerkelijk geïnvesteerd, voor een ander deel zijn contracten aangegaan die alleen tegen substantiële kosten kunnen worden geannuleerd. Naast deze kosten leidt annuleren er ook toe dat het betreffende net op zee niet ontwikkeld wordt.

13

Hoe beoordeelt u de volgende stellingname in het IBO: “Andere systeemkeuzes, zoals meer kernenergie in plaats van windenergie op zee, leiden volgens een eerste inschatting niet tot lagere systeemkosten. Ze kunnen wenselijk zijn vanwege andere publieke belangen, zoals leveringszekerheid”? Waarop is deze inschatting gebaseerd? Deelt u de mening dat deze inschatting niet meer is dan een grove inschatting en meer onderzoek verdient dan deze inschatting?

14

Deelt u de mening dat een inschatting welke rol kernenergie kan spelen in meer kostenoptimale energiesysteemkeuzes die gebaseerd is op a) één scenario uit het Energie Transitie Model (ETM), b) op basis van het II3050-scenario Nationaal Leiderschap, c) waarbij het ETM-model geen gedetailleerde netwerktopologie van het Nederlandse elektriciteitsnetwerk bevat (!), en d) de kostenkanten zijn gebaseerd uit het rapport Net voor de toekomst uit 2017 (!), verre van robuust is en niet gebruikt kan worden om harde conclusies te trekken over de rol van kernenergie in de energiemix?

Antwoord 13 en 14

Het kabinet onderschrijft de stelling in het IBO dat met de huidige kennis er niet gezegd kan worden dat andere systeemkeuzes leiden tot een significant ander

beeld van de totaalkosten. Tegelijkertijd onderschrijft het kabinet de constatering in het IBO dat dit slechts een eerste inschatting is en nader onderzocht moet worden. Binnen de opdracht en het tijdpad van het IBO was evenwel zeer beperkt de tijd om de impact van andere systeemkeuzes, zoals een grotere rol van kernenergie in het energiesysteem op de totale systeemkosten in detail te analyseren. Voor het energiesysteem als geheel start het kabinet het eerdergenoemde kennisprogramma. Specifiek voor de vraag over kernenergie wordt verwezen naar het antwoord op vraag 15.

15

Bent u bereid alsnog robuuste analyses te laten maken over de rol van kernenergie (inclusief SMRs geplaatst bij industrieclusters) in een kostenoptimaal energiesysteem waarbij de meest recente inzichten ten aanzien van de kosten van elektriciteitsinfrastructuur zijn meegenomen?

Antwoord

Het kabinet deelt de mening dat het verstandig is om aanvullend onderzoek te doen naar de rol van kernenergie, inclusief Small Modular Reactors (SMR's) bij industrieclusters, in het licht van een kostenoptimaal energiesysteem. Hierover loopt op dit moment een omvangrijke studie bij TNO met de vraag hoe kernenergie – zowel grootschalige centrales als SMR's – bijdraagt aan de systeemkosten, inclusief de benodigde infrastructuur. In deze studie wordt specifiek gekeken naar onderliggende kostencomponenten, waaronder investeringen in infrastructuur, flexibiliteitsbehoeften en elektrificatie in de gebruikssectoren. Aanvullend worden er gevoeligheidsanalyses uitgevoerd, onder andere op investeringskosten, infrastructuurkosten en kosten van flexibiliteitsopties. De resultaten van deze studie verwacht ik dit najaar.

Daarnaast wordt binnen het Programma Energiehoofdstructuur (PEH2) gewerkt aan een analyse van de impact van de locatiekeuze van aanvullende kerncentrales (centrale 3 en 4) op de energie-infrastructuur. Stationsimpact van SMR's wordt eveneens meegenomen. De tussenresultaten hiervan worden meegenomen in de hoofdlijnenbrief die voor 2026 is voorzien. Daarna vindt nog een milieu-effectanalyse plaats en vaststelling van PEH2 volgt in 2028. Inzichten van zowel de systeemstudie als het onderzoek in PEH2 worden meegenomen bij het maken van keuzes over de inrichting van het toekomstige energiesysteem.

16

Klopt het dat de berekeningen voor het aandeel hybride en all-electric warmtepompen in het energiesysteem zijn gebaseerd op de aanname dat er 2 miljard m3 aan groen gas en waterstof beschikbaar is in 2050 als klimaatneutrale

gassen in de gebouwde omgeving (Startanalyse, ASA2025)? Klopt het dat bij een hoger volume beschikbare klimaatneutrale gassen in 2050 het aandeel hybride warmtepompen stijgt en dat dit tot lagere energiesysteemkosten leidt? Is het daarom verstandig beter te onderzoeken of een hoger aandeel klimaatneutrale gassen en hybride warmtepompen tot lagere energiesysteemkosten leiden?

Antwoord

Het PBL gaat in de startanalyse inderdaad uit van beschikbaarheid van 2 miljard m³ aan klimaatneutrale gassen, waarvan 0,5 miljard m³ gereserveerd is voor een bijdrage aan warmtenetten. Daarbij geeft het PBL aan dat de beschikbaarheid en kosten van de klimaatneutrale gassen voor de gebouwde omgeving zeer onzeker zijn. PBL concludeert dat inzet van deze gassen – groen gas en/of waterstof – in de gebouwde omgeving deels goedkopere oplossingen biedt dan alternatieven. Deze uitkomsten zijn gevoelig voor aannames over de (onzekere) prijs van klimaatneutrale gassen en voor de mate van isolatie. PBL geeft in de gevoeligheidsanalyse aan dat bij hogere prijzen voor klimaatneutrale gassen of betere isolatie de hybride oplossing minder vaak tot de laagste nationale kosten leidt. Bij isolatie tot schillabel B+ leidt bijvoorbeeld de hybride oplossing bijna nergens meer tot de laagste nationale kosten. Bij hoge marktprijzen voor klimaatneutrale gassen (3 euro per m³) treedt eenzelfde effect op. Hiernaast is de scope van de startanalyse begrensd tot de gebouwde omgeving waardoor vanuit de startanalyse geen zicht kan worden gegeven op de effecten op kosten elders in het systeem.

Tegelijk constateert het PBL in zijn trajectverkenning klimaatneutraal uit 2024 (TVKN) dat vanuit een systeemperspectief de inzet van brandstoffen uit biograndstoffen en waterstof – vanwege beperkte overall beschikbaarheid – daar zou moeten plaatsvinden waar nauwelijks alternatieven zijn. De TVKN-trajecten schetsen daarom vaak juist een lagere inzet van klimaatneutrale gassen in de gebouwde omgeving, zodat met inzet van de beschikbare biograndstoffen en waterstof op andere plaatsen in het systeem kosten bespaard kunnen worden. De beschikbaarheid en prijs van duurzame biograndstoffen en waterstof vormen grote onzekerheden richting het toekomstige energiesysteem die de systeemkosten behoorlijk kunnen beïnvloeden. Inzet op het ontsluiten van klimaatneutrale gassen is daarom no-regret, maar te sterke verwachtingen over de mogelijkheden kunnen leiden tot onderontwikkeling van andere sporen. Het kabinet houdt in zijn planvorming oog voor nieuwe inzichten ten aanzien van biograndstoffen en waterstof en zal waar relevant de koers daarop aanpassen. Vanwege de onzekerheden in beschikbaarheid en prijsvorming van klimaatneutrale gassen is het uitgangspunt voor de gebouwde omgeving om te starten bij wijken waar het alternatief duidelijk is of waar een andere reden is om te beginnen, zoals een bewonersinitiatief of vervangingsmoment.

17

Hoe voorkomt u dat er nog lang gepraat wordt over het beperken van de stijging van netkosten, maar dat concrete maatregelen, zoals het introduceren van een tarievenstelsel dat netbewust gedrag (zoals netbewust laden van de elektrische auto) worden gestimuleerd? Hoe gaat u deze stappen snel afdwingen, zodat we daadwerkelijk miljarden euro's aan netverzwaringen kunnen uitsparen?

Antwoord

Het kabinet heeft in reactie op het IBO een beleidsagenda uiteengezet die bestaat uit: (1) betere benutting van het net; (2) het verlagen van de energierekening en het anders verdelen van de netkosten en (3) het stroomlijnen van de besluitvorming.

In nauwe samenwerking met alle betrokken partijen, in het bijzonder de netbeheerders, ACM en medeoverheden, zal de prioriteit blijven liggen bij betere benutting van het net. In het LAN worden veel van deze maatregelen ontwikkeld. Zo kunnen we sneller de wachtrij verkleinen en op termijn de kosten dempen. Dit vergt een omvattende aanpak om zoveel mogelijk te besparen. Er is geen sprake van een keuzemenu. Het kabinet heeft daarom alle maatregelen voor betere benutting van het net uit het IBO integraal overgenomen. Het kabinet onderzoekt bijvoorbeeld samen met de ACM en de netbeheerders of het elektriciteitsnet zwaarder belast kan worden. Dit biedt ruimte voor veel nieuwe en zwaardere aansluitingen en besparingen op de investeringsopgave maar zal moeten worden afgewogen tegen een hoger storingsrisico. Het kabinet zal in de Voortgangsrapportages LAN betere benutting monitoren, bijvoorbeeld ten aanzien van het aantal contracten dat is afgesloten en hoeveel megawatt aan flexibiliteit hiermee is ontsloten. Met de netbeheerders is er overleg op welke wijze deze monitoring kan worden uitgebreid. Ook worden netbeheerders op grond van de nieuwe Energiewet verplicht om in de investeringsplannen ook de inkoop van flexibiliteitsdiensten op te nemen die uitbreiding van het net voorkomen of uitstellen. Inkoop van deze diensten zorgt voor een betere benutting van het net. Zoals bekend heeft de ACM de exclusieve taak om onafhankelijk de tariefstructuren en de hoogte van de nettarieven vast te stellen. Het kabinet heeft op dit vlak dus geen bevoegdheden. Wel is het kabinet regelmatig in gesprek met ACM over de nettarievenstructuur en de wijze waarop deze de Nederlandse energiemarkt beïnvloedt en impact heeft op de energie- en klimaatdoelstellingen of specifieke categorieën van afnemers raakt, die een rol hebben bij het behalen van de energie- en klimaatdoelstellingen, zoals de industrie, batterijen, elektrolyzers en huishoudens. Ook oefent het kabinet wel indirect invloed uit op de (hoogte van de) netkosten en daarmee uiteindelijk ook op de nettarieven. Bijvoorbeeld via de eerdere verleende subsidie aan TenneT, de inzet op zwaardere

benutting van het elektriciteitsnet, meer ruimtelijke sturing, en andere beleidsopties die in de kabinetsreactie op het IBO uiteen zijn gezet. Voor de volledigheid merkt het kabinet ook op dat zowel de nettarievenstructuur voor elektriciteit als de aansluit- en transportvoorwaarden van netbeheerders voor elektriciteit in beweging zijn. Veel maatregelen om de netkosten te beperken zijn al genomen of worden binnenkort uitgevoerd. Sinds april 2024 bieden netbeheerders immers al zogenaamde non-firm aansluit- en transportovereenkomsten aan, waarbij in congestiegebieden netgebruikers een flexibel contract kunnen afsluiten in ruil voor korting op de nettarieven. Ook wordt dit jaar het zogenaamde “tijdsduurgebonden transportrecht” ingevoerd op het net van TenneT, dat een netgebruiker een vast recht op transport geeft gedurende 85% van de tijd, opnieuw in ruil voor korting op de nettarieven. Een eerste contract met een grootschalige batterij-exploitant is reeds gesloten. Een ander, nieuw, zogenaamd “tijdsblokgebonden” transportrecht wordt sinds april 2025 aangeboden en geeft netgebruikers het recht op transport binnen met de netbeheerder afgesproken tijdsblokken. Op 1 januari 2025 zijn daarnaast al tijdsgebonden tarieven voor TenneT ingegaan, waarbij het geldende nettarief deels afhankelijk wordt van het moment van dag. Ook is de verwachting dat ACM in 2025 een besluit ook een besluit neemt over de groepstransportovereenkomst, waarna de netbeheerders deze in de tweede helft van 2025 kunnen gaan aanbieden. Vooruitlopend hierop wordt in de praktijk op kleine schaal ervaring opgedaan met deze contractvorm. Tot slot werken netbeheerders aan een voorstel voor tijd- en verbruiksafhankelijke nettarieven voor kleinverbruikers van elektriciteit dat zij eind 2025 bij de ACM indienen. Inzet is dat het gewijzigde nettarief in 2028 in werking treedt. Het kabinet kijkt hoe zij de invoering van dit tijd- en verbruiksafhankelijke nettarief kan ondersteunen.