

Vragen gesteld door de leden der Kamer, met de daarop door de regering gegeven antwoorden

2226

Vragen van het lid **Bontenbal** (CDA) aan de Minister voor Klimaat en Energie over *de kosten voor het transport van elektriciteit naar Duitsland* (ingezonden 3 juni 2024).

Antwoord van Minister **Hermans** (Klimaat en Groene Groei) (ontvangen 25 juli 2024). Zie ook Aanhangsel Handelingen, vergaderjaar 2023–2024, nr. 2014.

Vraag 1

Klopt het dat er bij een capaciteit van meer dan 38 gigawatt (GW) aan windenergie op zee moet worden gezocht naar tracés waarmee de windenergie ver landinwaarts kan worden afgezet via een gelijkstroom-kabel, de zogenaamde «diepe aanlanding»?

Antwoord 1

Ja. Het klopt dat er gekeken wordt naar tracés voor diepe aanlanding, om de wind-op-zeedoelstellingen te realiseren en de energievraag dieper landinwaarts in te vullen. Vanuit het energiesysteem gezien is spreiding van de aanlandingen wenselijk. Diepe aanlanding draagt daarin bij aan het tegengaan van netcongestie en aan het voorkomen van grote ingrepen bij bovengrondse 380kV-verbindingen. Bij eerder onderzoek is aangegeven dat dit punt ligt bij ongeveer 38 GW aan windenergie op zee (o.a. Target Grid, TenneT).

Vraag 2

Vanaf welk jaar zal deze grens bereikt worden en is dus diepe aanlanding nodig?

Antwoord 2

Het is niet exact te zeggen vanaf welke datum deze aanlanding nodig is. Voor de huidige routekaart (21GW) zijn t/m 2031 projecten gepland. De ambitie is om tussen 2031 en 2040 nog eens 29GW windenergie op zee te realiseren en aan te landen (circa 10 elektrische verbindingen en 2 waterstofverbindingen). De programmering van deze verbindingen is nu nog niet bekend (o.a. afhankelijk van verdere energiesysteemanalyses waarin de verwachte ontwikkeling van de energievraag wordt meegenomen, de kansrijkheid van aanlandalternatieven verspreid over het land en besluitvorming). In de prognoses van TenneT wordt nu uitgegaan van realisatie van diepe aanlanding vanaf 2035.

Vraag 3

Klopt het dat de Delta Rhine Corridor momenteel een van de mogelijkheden is een dergelijke diepe aanlanding te realiseren en dat in de plannen voor dit project momenteel de aanleg van kabels voor 6 GW gelijkstroom wordt gepland?

Antwoord 3

Ja, het klopt dat de Delta Rhine Corridor een van de mogelijkheden is voor eventuele diepe aanlandingen van maximaal 6 GW (drie keer 2 GW gelijkstroomverbindingen). Deze diepe aanlanding is belangrijk voor elektrificatie van de industrie in Chemelot. Daarnaast draagt het ook bij aan een eventueel transport van de opgewekte windenergie (via interconnectie) naar Duitsland. Ook voorkomt het knelpunten op de hoogspanningsinfrastructuur op diverse plaatsen, doordat de geproduceerde elektriciteit niet eerst door heel het land over het reguliere hoogspanningsnet getransporteerd hoeft te worden. TenneT gaat er daarbij vanuit dat deze verbinding nodig is als er meer dan 38 GW Wind op Zee aan land komt. Of het 2, 4 of 6 GW wordt hangt onder andere af van de hoeveelheid elektrische aanlanding na 2031, de beschikbare ruimte voor routes op de Noordzee, de kansrijkheid van alternatieve aansluitlocaties, de mate van congestie op de Zuidring, de ontwikkeling van elektrolyse op zee, de elektrificatie van de Nederlandse industrie, de interconnectiecapaciteit naar Duitsland, en een besluit over financiële dekking. In het Programma VAWOZ – waarin onderzoek wordt gedaan naar het aan land brengen (zowel elektriciteit als waterstof) van windenergie op zee na 2031 – wordt ervan uitgegaan dat diepe aanlandingen naar 380 kV hoogspanningsstations (Tilburg, Maasbracht, Graetheide) enkel mogelijk zijn via de DRC, vanwege de complexiteit van diepe aanlandingen en grote landschappelijke doorkruising. Vooruitlopend op de DRC wordt in het programma VAWOZ alvast onderzoek gedaan naar de aftakkingen vanaf de DRC naar 380 kV hoogspanningsstations en kansrijke locaties voor de benodigde converterstations.

Vraag 4

Wat zijn de geraamde kosten voor deze 6 GW aan stroomkabels per jaar, inclusief afschrijving, redelijk rendement, energieverlies en onderhoud?

Antwoord 4

De investeringskosten voor een 2 GW stroomkabel liggen tussen de € 8–12 mln. per kilometer uitgaande van 60:40 verhouding tussen open ontgraving en gestuurde boringen. De afschrijvingstermijn is gekoppeld aan de verwachte levensduur van de kabel, in dit geval minimaal 40 jaar. Bij elk methodebesluit stelt de ACM een redelijk rendement (WACC) vast. De huidige nominale WACC voor nieuwe investeringen bedraagt circa 6%. De toekomstige WACC is sterk afhankelijk van de renteontwikkeling. De operationele kosten bedragen ongeveer 1 procent van de asset waarde. Op basis van deze uitgangswaarden zijn de jaarlijkse kosten ongeveer € 250 mln. per jaar voor een 2 GW gelijkstroomkabel.

Vraag 5

Klopt het dat deze kosten thans (grotendeels) worden versleuteld in de stroomtarieven van Nederlandse huishoudens, zakelijke en industriële klanten, dan wel voor rekening zullen komen van de Nederlandse schatkist?

Antwoord 5

Ja, deze kosten worden thans verwerkt in de nettatarieven van Nederlandse huishoudens en bedrijven. De ACM stelt de tarieven van TenneT vast op basis van de doelmatige kosten die TenneT maakt. TenneT brengt haar tarieven in rekening bij alle afnemers van TenneT. Dit zijn regionale netbeheerders en grootverbruikers op het landelijk hoogspanningsnet. De regionale netbeheerders mogen de tarieven die zij aan TenneT betalen doorberekenen aan hun klanten. Voor de eventuele stroomkabels in de DRC zijn er verschillende dekkingsopties mogelijk (versleutelen is een van de opties), maar dit moet nog nader worden onderzocht.

Vraag 6

Klopt het dat van de 6 GW aan stroomkabels die in het project zullen worden aangelegd er 5 GW primair bestemd is voor het transport van elektriciteit naar Duitsland?

Antwoord 6

Het is op dit moment niet mogelijk aan te geven hoeveel elektriciteit via de DRC naar Duitsland geëxporteerd zal worden. Dat is afhankelijk van diverse factoren, zoals de hoeveelheid elektrische aanlanding, de nationale balans tussen vraag en aanbod van elektriciteit, de verhouding elektrische aanlandingen en waterstofaanlandingen, en de ontwikkelingen in het buitenland. De huidige verkenningen laten zien dat 4 GW met name dient voor het dekken van binnenlandse consumptie, rekening houdend met het stijgend elektriciteitsverbruik door elektrificatie die de energietransitie met zich meebrengt. Een eventuele derde kabel van 2 GW zal naar verwachting met name bijdragen aan exportmogelijkheden. Als de baten hiervan met name in Duitsland terechtkomen zal dit onderdeel in principe alleen gerealiseerd worden als Duitsland ook een evenredig deel van de investeringskosten draagt (zie ook het antwoord op de vragen 8, 9 en 10).

Vraag 7

Kunt u aangeven wat de extra totale jaarlijkse kosten zijn van de 6 GW diepe aanlanding in vergelijking met 1 GW. Kunt u ook aangeven wat de bijbehorende 5 GW aan zeekabels jaarlijks kost, mede gegeven dat windparken steeds verder uit de kust komen te liggen?

Antwoord 7

Met het oog op standaardisatie en de daarmee gepaard gaande efficiency-winst heeft TenneT in de afgelopen jaren samen met de industrie een 2 GW-standaard ontwikkeld. In lijn hiermee zal het DRC-project bestaan uit één, twee of drie 2 GW-systemen. Voor een indicatie van de kosten wordt verwezen naar het antwoord op vraag 4. De investeringskosten voor een 2 GW stroomkabel op zee liggen tussen de € 4–6 mln. per kilometer.

Vraag 8, 9 en 10

Klopt het dat deze extra kosten, vanwege Europese regels met betrekking tot een nultarief aan de grens, niet worden doorberekend aan afnemers van elektriciteit in Duitsland?

Is het juist dat Europese regelgeving ruimte laat voor het maken van bilaterale afspraken tussen lidstaten over de verdeling van de kosten van de aanleg en exploitatie van stroomkabels zoals die uit het plan voor de Delta Rhine Corridor? Zo ja, bent u daarover momenteel in gesprek met uw Duitse collega? Op welke termijn denkt u hierover definitieve afspraken met Duitsland te kunnen maken?

Klopt de stelling dat indien er geen afspraken met Duitsland worden gemaakt (het nul-alternatief) over het meebetalen aan de kosten voor aanleg, beheer en onderhoud, Nederlandse huishoudens en bedrijven de transportkosten zullen moeten gaan betalen voor de groene stroom die in de toekomst vanaf het Nederlandse deel van de Noordzee wordt geleverd aan Duitsland? Deelt u de mening dat dit «nul-alternatief» de Nederlandse onderhandelingspositie jegens onze oosterburen verzwakt?

Antwoord 8, 9 en 10

De kosten van TenneT voor de aanleg en exploitatie van stroomkabels (waaronder kabels richting Duitsland) worden op dit moment verrekend in de tarieven van Nederlandse huishoudens en bedrijven. Zie ook het antwoord op vraag 5. Voor de kosten voor de kabels in de Delta Rhine Corridor is nog geen beslissing genomen over de dekking daarvan, en deze worden dus niet automatisch doorbelast aan buurlanden.

Wel kunnen binnen Europese kaders aanvullende bilaterale afspraken worden gemaakt over de verdeling van kosten van stroomkabels, zodat een buurland een bijdrage levert voor de investering in dergelijke infrastructuur. Daarnaast

heeft de Europese Commissie recent een Guidance¹ gepubliceerd voor kostendeling van infrastructuur op zee, welke ook de benodigde investeringen voor het net op land kan beslaan. Zie ook het antwoord op vraag 15. De toegevoegde waarde van de aanleg van nieuwe interconnectoren dient breed te worden gewogen. Het vergroten van de interconnectiecapaciteit heeft sociaal maatschappelijke waarde en kan een bijdrage leveren aan de leveringszekerheid. Ook kunnen de door TenneT opgehaalde congestieinkomsten onder meer worden ingezet om de transporttarieven voor het net te verlagen.

De vraagstelling suggereert dat de groene stroom met name wordt geleverd aan Duitsland. Dat is naar mijn verwachting niet het geval. Wel is het zo dat netwerkkosten per netgebied worden doorberekend aan de gebruikers. Kort gezegd betalen de Duitsers voor de Duitse netten en de Nederlanders voor de Nederlandse netten. Hierover kunnen, zoals in de vraag besloten ligt en in dit antwoord bevestigd, aanvullende afspraken worden gemaakt, dan wel bilateraal, dan wel op Europees niveau. Ik deel niet de mening dat dit onze onderhandelingspositie verzwakt, aangezien de finale investeringsbeslissing over de kabels nog niet genomen is en gesprekken over verdeling van kosten in gang zijn gezet.

Vraag 11

Kan het besluitvormingstraject over de Delta Rhine Corridor in gevaar komen doordat de onderhandelingen met Duitsland niet tijdig zijn afgerond? Bent u bereid dat risico te voorkomen door alternatieve plannen te laten ontwikkelen waarbij (vooral nog) wordt afgezien van de stroomkabels en/of waarbij slechts een 1 GW stroomkabel wordt aangelegd, zonder koppeling met Duitsland. Opdat er over het Duitse deel pas een beslissing hoeft te worden genomen nadat er volledige overeenstemming is bereikt met Duitsland over meebetalen?

Antwoord 11

Ik voorzie niet dat het besluitvormingstraject over de DRC in gevaar komt als er geen bevredigende afspraken kunnen worden gemaakt over de verdeling van kosten met Duitsland. De uitkomst daarvan zal worden meegenomen in de finale investeringsbeslissing, wat ertoe kan leiden dat slechts twee 2 GW circuits in plaats van drie in de DRC worden gelegd. Hierbij zijn de twee kabels zoals gezegd met name bedoeld voor het belevaren van binnenlandse vraag en het voorkomen van netcongestie in het zuiden en westen van Nederland. Overigens is ook over deze twee kabels nog geen investeringsbeslissing genomen en is er ook nog geen besluit over financiële dekking genomen.

Vraag 12

Welke alternatieven zijn er voor diepe aanlanding indien het niet mogelijk blijkt om afspraken over een verdeling van de kosten te maken met buurlanden?

Antwoord 12

De diepe aanlandingen in DRC verband zijn niet primair bedoeld voor het belevaren van buurlanden. Er zijn dus geen alternatieven nodig voor de geschetste situatie waarin het niet mogelijk blijkt om afspraken te maken met de buurlanden. Overigens is de aanname dat diepe aanlandingen naar de 380 kV hoogspanningsstations (Tilburg, Maasbracht, Graetheide) slechts mogelijk zijn via de DRC, vanwege de complexiteit van diepe aanlandingen en grote landschappelijke doorkruising. Indien diepe aanlanding via de DRC niet mogelijk blijkt betekent dit – om de 29 GW doelstelling tussen 2031 en 2040 te halen – dat er elders meer alternatieven in procedure gebracht zouden moeten worden (in bijv. Noord-Brabant (Moerdijk/Geertruidenberg), Zuid-Holland, Zeeland, Noord-Holland en de Eemshaven).

¹ https://energy.ec.europa.eu/publications/guidance-collaborative-investment-frameworks-offshore-energy-projects_en

Vraag 13

Klopt het dat er volgens Europese regelgeving bij het transport van waterstof wel grens en entrytarieven worden gerekend waardoor ontvangende landen meebetalen voor de transportkosten? In hoeverre is daarmee de productie en transport van waterstof naar het buitenland een voor Nederland een mogelijk aantrekkelijker alternatief voor de diepe aanlanding van offshore windenergie voor exportdoeleinden? Heeft u dit onderzocht?

Antwoord 13

Het klopt dat er op basis van de herziene Gasrichtlijn tarieven geheven kunnen worden voor invoeding en voor waterstofstromen die Nederland in of uit gaan. Hiermee dragen grensoverschrijdende handelsstromen ook bij aan de financiering van de binnenlandse infrastructuur. Dit is één van de redenen waarom ik me sterk maak om Nederland te positioneren als een waterstof-hub: invoer- en doorvoer van waterstof levert toegevoegde waarde, bevordert de liquiditeit van de markt en draagt bij aan de financiering van de benodigde infrastructures. Ik heb tot op heden geen onderzoek laten doen naar de vraag of productie van waterstof in Nederland en transport naar het buitenland al dan niet interessanter is dan een diepe aanlanding ten behoeve van export van elektriciteit. Zoals aangegeven in antwoord op vraag 6 is de diepe aanlanding van de DRC primair bedoeld voor consumptie in Nederland en zal t.z.t. bij een finale investeringsbeslissing, waar het gaat om export naar Duitsland, o.a. worden meegewogen welke afspraken met Duitsland kunnen worden gemaakt over de verdeling van kosten.

Vraag 14

Wordt er reeds nagedacht over de vraag hoe er moet worden omgegaan met een situatie waarin er op termijn voor de realisatie van windenergie op zee toch weer subsidies nodig blijken te zijn, of een systeem van contract for difference (CfD) moet worden ingevoerd? Is het gevaar aanwezig dat in die situatie zowel de productie als het transport van deze windenergie naar Duitsland en de Duitse industrie door Nederland moet worden betaald? Wordt dit eveneens besproken met Duitsland met als doel dat risico voor Nederland af te wenden?

Antwoord 14

Ja ik onderzoek Contracts for Difference en het subsidiëren van wind op zee. De genoemde terugvalopties (Contracts for difference en het subsidiëren van wind op zee) gaan gepaard met verschillende grote uitdagingen. Het gaat onder meer om: het vinden van budgettaire dekking, de inpassing in het rechtssysteem en het verkrijgen van staatssteungoedkeuring bij de Europese Commissie. De terugvalopties kunnen marktverstoringen werken, waardoor ik terughoudend ben met het inzetten van deze terugvalopties en indien nodig, het gebruik ervan tot een minimum wil beperken.

Ik kijk voor de lange termijn ook naar de mogelijkheden om het net op zee te verbinden met omliggende landen voor de uitwisseling van energie om op deze manier de leveringszekerheid te vergroten. Ik dring er in EU-context op aan dat er mogelijkheden komen voor «cost sharing» waarbij de kosten worden gedragen door het land waar ook de baten terecht komen. Met Duitsland – en ook andere omliggende landen – wordt op projectniveau onderzoek gedaan naar maatschappelijke kosten en baten en de verdeling daarvan.

Overigens is dit nog zeer beperkt aan de orde met de realisatie van de huidige routekaart wind op zee. Met de 21 GW die in 2032 is gepland dekken we ca. 75% van het huidige elektriciteitsverbruik af. De komende jaren zal de industrie verder elektrificeren. Met de aanlanding van wind op zee bij de grote Nederlandse industriële clusters, kan veel elektriciteit ook ter plekke worden benut. Met de aanleg van windparken wordt zo elektrificatie van de industrie bevorderd.

Vraag 15

Voert u, zoals aangekondigd in het Nationaal Plan Energie, inmiddels meer generiek gesprekken met de buurlanden over een faire verdeling van lusten en lasten wat betreft de netto levering en transport van duurzame elektriciteit vanaf de Nederlandse Noordzee aan België en Duitsland? Zo niet, bent u dat wel van plan? Zo ja, kunt u de Kamer informeren over de voortgang?

Antwoord 15

Samen met de Autoriteit Consument en Markt (ACM) en Netbeheer Nederland heeft mijn voorganger gedeelde prioriteiten voor de nieuwe Europese Commissie in kaart gebracht ten aanzien van energie-infrastructuur. Hierin wordt de Commissie o.a. gevraagd om kostendeling tussen lidstaten voor grootschalige offshore infrastructuurprojecten te bevorderen².

Op 27 juni jl. heeft de Europese Commissie een *Guidance*³ gepubliceerd aangaande de kostendeling van infrastructuur op zee op Europees niveau. Deze *guidance* zal door de Europese koepelorganisatie van transmissiesysteembeheerders (ENTSO-E) worden gebruikt om de verdeling van kosten en baten in kaart te brengen voor het bestaande Offshore Network Development Plan (ONDP). Een rapportage hierover is voorzien in juni 2025.

In de komende periode zal ik deze *Guidance* van de Commissie en het proces dat nu volgt bespreken met andere lidstaten, de ACM en TenneT. Via de verslagen van de Energieraad zal ik de Kamer op de hoogte houden over de voortgang.

Tevens is kostendeling opgenomen in de North Seas Energy Cooperation (NSEC) Action Agenda 2023–2024⁴. Daarmee wordt binnen NSEC regelmatig het gesprek gevoerd met de Europese Commissie over de gewenste uitwerking van de *Guidance*, evenals mogelijkheden voor een effectieve implementatie. Nederland trekt onder meer binnen NSEC gezamenlijk op met gelijkgestemde lidstaten om het belang van kostendeling bij de Europese Commissie en andere lidstaten onder de aandacht te brengen.

² Policy reflections on the European energy system and infrastructure: Non-paper on a joint vision for actions by the European Commission | Rapport | Rijksoverheid.nl

³ https://energy.ec.europa.eu/publications/guidance-collaborative-investment-frameworks-offshore-energy-projects_en

⁴ <https://energy.ec.europa.eu/system/files/2023-11/Actie%20agenda%20DEF.pdf>