

Vergaderjaar 2014–2015

33 561

Structuurvisie Windenergie op Zee (SV WoZ)

34 508

Regels omtrent windenergie op zee (Wet windenergie op zee)

Nr. 15

BRIEF VAN DE MINISTER VAN ECONOMISCHE ZAKEN

Aan de Voorzitter van de Tweede Kamer der Staten-Generaal

Den Haag, 23 maart 2015

Tijdens het dertigledendebat over windenergie op zee van 4 februari 2015 (Handelingen II 2014/15, nr. 510, item 10) heb ik toegezegd de cijfers ten gevolge van de kabinetsaanpak wind op zee naar de Kamer te sturen, waarbij ik ook zou ingaan op de passage in het rapport van DNV-GL en ECN over de besparing van 10% inzake het net op zee. Hierbij geef ik invulling aan deze toezegging. In deze brief zal ik eerst ingaan op de afspraken in het Energieakkoord over de kosten van wind op zee. Vervolgens geef ik aan wat de gevolgen zijn van het aanwijzen van TenneT als netbeheerder op zee en ga ik in op de kostenreductie die door TenneT gerealiseerd zal worden. Daarnaast maak ik van de gelegenheid gebruik om uw Kamer te informeren over de uitkomst van de gesprekken over compensatie van houders van zogenaamde bestaande vergunningen voor het sluiten van de SDE+ 2014 voor windenergie op zee.

Onderbouwing kosten windenergie op zee

In het Energieakkoord is er van uitgegaan dat elke windparkeigenaar zijn eigen aansluiting op het landelijk elektriciteitsnet (op land) zou verzorgen en betalen. TenneT was nog niet in beeld als netbeheerder op zee. In het Energieakkoord is afgesproken dat, in het kader van de 40% kostenreductie in de periode 2014–2023, de kosten van wind op zee dalen met 0,5 cent/kWh per jaar. Het startniveau van de kosten is ook vastgelegd in het Energieakkoord en is gelijk aan 15,0 cent/kWh per jaar in 2014, inclusief een eigen (radiale) netaansluiting naar land. In onderstaande tabel is de kostenontwikkeling voor een gemiddeld park weergegeven volgens de afspraken in het Energieakkoord.

Tabel 1: Kostenontwikkeling gemiddeld park wind op zee zoals vastgelegd in het Energieakkoord

Jaar	Kosten gemiddeld park (inclusief radiale aansluiting naar land)
2015	14,5 ct/kWh
2016	14,0 ct/kWh
2017	13,5 ct/kWh
2018	13,0 ct/kWh
2019	12,5 ct/kWh

Verwachte subsidiekosten wind op zee

In de SDE+ wordt het verschil tussen de kosten (het basisbedrag in SDE+ termen) en de werkelijke jaarlijkse elektriciteitsprijs gesubsidieerd. Aangezien de werkelijke elektriciteitsprijs stijgt en daalt over de jaren heen, stijgen en dalen ook de jaarlijkse uitgaven van de SDE+.

De uitgaven binnen de SDE+ zijn dus afhankelijk van de toekomstige ontwikkeling van de elektriciteitsprijs. Op basis van de ramingen van ECN voor de lange termijn elektriciteitsprijs kan berekend worden wat de verwachte subsidiekosten voor wind op zee zijn, op basis van de afspraken in het Energieakkoord. Door het verschil tussen de kosten voor wind op zee, zoals weergegeven in tabel 1, en de lange termijn elektriciteitsprijs te vermenigvuldigen met het te realiseren vermogen (totaal 3.450 MW voor de periode 2015–2019), het aantal vollasturen (4.000) en de subsidieduur (15 jaar) kunnen de verwachte subsidiekosten worden berekend. Op basis van de lange termijn elektriciteitsprijs zoals gehanteerd in de Nationale Energieverkenning 2014 zijn de verwachte subsidiekosten ruim 12 miljard euro voor de periode 2019–2038.

In deze verwachte subsidiekosten is rekening gehouden met de afgesproken kostenreductie van 0,5 ct/kWh per jaar. Indien er geen sprake zou zijn van kostenreductie dan zou de verwachte subsidie veel hoger liggen dan 12 miljard euro. De ontwikkeling van de elektriciteitsprijs laat zich echter moeilijk voorspellen en de lange termijn elektriciteitsprijzen worden jaarlijks geactualiseerd. De verwachte subsidiekosten worden dan ook jaarlijks geactualiseerd.

Daarnaast worden de subsidiekosten in de SDE+ gemaximeerd op het moment dat een aanvrager zijn SDE+ beschikking krijgt. Indien de elektriciteitsprijs extreem laag wordt, wordt niet meer het volledige verschil tussen de kosten en de werkelijke elektriciteitsprijs gesubsidieerd, maar het verschil tussen de kosten en de basiselektriciteitsprijs. Deze basiselektriciteitsprijs wordt in de beschikking vastgelegd en is gelijk aan 2/3 van de lange termijn elektriciteitsprijs. Pas wanneer alle tenders voor wind op zee zijn afgerond (eind 2019) kan de definitieve maximale subsidie worden berekend, omdat (1) de winnaar van de tender lager kan bieden dan het maximum zoals vastgelegd in het Energieakkoord, (2) de productie (opgesteld vermogen maal vollasturen) van de windparken kan variëren en (3) de basiselektriciteitsprijs bij iedere tender wordt geactualiseerd. Op basis van de afspraken in het Energieakkoord en de toen gehanteerde basiselektriciteitsprijs is de maximale subsidie bij het afsluiten van het Energieakkoord ingeschat op ruim 18 miljard euro.

Op basis van de elektriciteitsprijs in de Nationale Energieverkenning 2014, zijn de daadwerkelijk verwachte subsidiekosten ruim 12 miljard euro voor de periode 2019–2038. De werkelijke maximale subsidiekosten kunnen pas definitief berekend worden na het afronden van alle tenders (2015–2019).

Gevolgen van het aanwijzen van TenneT als netbeheerder op zee

In brieven van 18 juni 2014 (Kamerstuk 31 510, nr. 49) en 26 september 2014 (Kamerstuk 33 561, nr. 11) heeft het kabinet aangegeven dat het TenneT zal aanwijzen als netbeheerder op zee. Hiertoe is het wetsvoorstel STROOM in voorbereiding. Met de aanwijzing van TenneT als netbeheerder op zee zullen windparkeigenaren geen kosten meer hoeven te maken voor aansluiting van het windpark op het landelijk elektriciteitsnet. Het net wordt uitgebreid naar zee en kosten daarvan zullen immers worden gemaakt door TenneT. Dit heeft consequenties voor het startniveau van de kosten voor windparkeigenaren. Bovendien moet de in het Energieakkoord afgesproken kostenreductie niet meer alleen door de windparkeigenaren, maar door de windparkeigenaren en TenneT samen worden gerealiseerd.

Gevolgen voor het startniveau van de kosten voor wind op zee

De windparkeigenaar draagt, na het aanwijzen van TenneT als netbeheerder, alleen nog de kosten voor het windpark. TenneT draagt de kosten voor het realiseren van het net op zee. Het aanwijzen van TenneT heeft in eerste instantie geen gevolgen voor de totale kosten van wind op zee. De kosten van TenneT en de windparkeigenaar gezamenlijk blijven voor een gemiddeld windpark 15,0 ct/kWh. De exacte verdeling van de kosten tussen TenneT en de windparkeigenaar wordt momenteel berekend door ECN.

Gevolgen voor de verdeling van de kostenreductie

De aanwijzing van TenneT heeft wel gevolgen voor verdeling van de afgesproken kostenreductie. De 40% kostenreductie is afgesproken over de kosten die een windparkeigenaar draagt, inclusief de radiale aansluiting naar land. De verschuiving van de kosten door de aanleg van een net op zee betekent dat TenneT ook een deel van de kostenreductie voor haar rekening moet nemen. Bij een evenredige verdeling betekent dit dat TenneT 40% kostenreductie moet realiseren op de kosten van de aansluiting op het landelijk elektriciteitsnet, terwijl de windpark eigenaar 40% kostenreductie moet realiseren op het windpark¹. Gezamenlijk zorgen TenneT en de windparkeigenaar dan nog steeds voor 40% reductie van de totale kosten van wind op zee en dus een jaarlijkse kostenreductie van 0,5 ct./kWh.

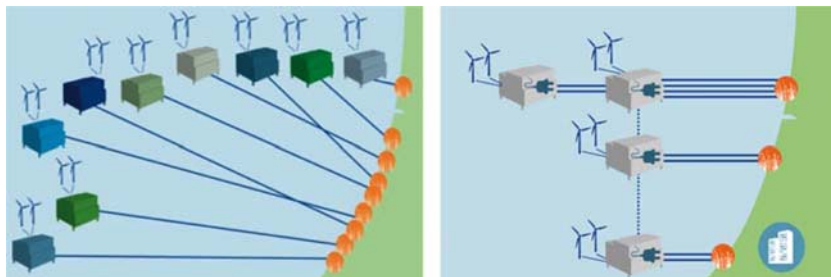
Kostenreductie door het aanwijzen TenneT als netbeheerder op zee

Het plan dat TenneT heeft ontwikkeld om de windparken op zee aan te sluiten en waarmee een kostenbesparing wordt gerealiseerd, wijkt af van radiale aansluitingen. DNV-GL en ECN hebben dit plan onderzocht en concluderen dat de kostenreductie wordt bereikt door de volgende effecten:

1. Besparing op investeringen en onderhoud door schaalvoordelen;
2. Besparing op kosten van kapitaal door lagere kapitaallasten en langere afschrijvingstermijnen;
3. Hogere beschikbaarheid door redundantie in de netaansluiting.

¹ Over de exacte verdeling van de 40% kostenreductie over TenneT en windparkeigenaar wordt nog overleg gevoerd tussen de partijen binnen het Energieakkoord.

Schematische weergave van individuele aansluiting (links) en een net op zee (rechts).



DNV-GL en ECN concluderen dat deze effecten gezamenlijk leiden tot 10% kostenreductie van de totale kosten voor wind op zee (15 ct/kWh), zijnde een kwart van de afgesproken kostenreductie van 40%. Onderdeel hiervan is dat het net op zee van TenneT ook leidt tot een kostenbesparing bij de windparkeigenaren. Dit heeft te maken met de hogere beschikbaarheid die de kabels vanaf het platform van TenneT naar het land hebben, wat betekent dat de windparkeigenaar bij eenzelfde productie meer kWh kan leveren aan zijn energieleverancier dan met een enkele radiale aansluiting van een windpark. Hierdoor kan een windparkeigenaar met hetzelfde windpark meer kWh leveren, zodat de kosten per kWh dalen. Ook deze besparing is meegenomen in de 10% kostenreductie.

ECN heeft het totale kostenvoordeel als gevolg van het aanwijzen van TenneT berekent op circa 3 miljard euro. De 10% kostenreductie van de totale kosten voor wind op zee (15 ct/kWh) betekent een kostenvoordeel van 1,5 ct/kWh bij een gemiddeld park. Daarnaast heeft ECN als uitgangspunten gehanteerd dat er 3.500 MW wordt gerealiseerd, de subsidieduur 15 jaar is en een park gemiddeld 4.000 vollasturen per jaar produceert. In onderstaande tabel wordt de rekensom van ECN weergegeven.

Tabel 2: berekening kostenbesparing aanwijzen TenneT

	A: Kostenbesparing (€/MWh ¹)	B: Aantal MW	C: Vollasturen per jaar	D: Subsidieduur (jaar)	Totaal (€) A*B*C*D
Kostenvoordeel aanwijzen TenneT	15	3.500	4.000	15	3 mld.

¹ 15 €/MWh komt overeen met 1,5 ct/kWh

De aanwijzing van TenneT en het plan van TenneT voor de aansluiting van de windparken zijn dan ook een invulling van de afspraak van het Energieakkoord. De verwachte totale kosten, oftewel de kosten van TenneT plus de verwachte subsidiekosten binnen de SDE+, blijven dan ook ruim 12 miljard euro. Bij de verwachte subsidiekosten is immers al rekening gehouden met de afgesproken kostenreductie van 40%. Pas als TenneT meer dan 40% kostenreductie realiseert op haar deel van de kosten, zullen de verwachte subsidiekosten gaan dalen.

De keuze voor een net op zee betekent dat in beginsel de kosten van het verbinden van windparken op zee met het hoogspanningsnet op land via de transporttarieven in rekening worden gebracht bij afnemers van elektriciteit. De kosten die door de tariefbetalers worden gedragen hoeven dan niet meer via de SDE+ gesubsidieerd te worden aan de windparkexploitanten en hoeven dus niet betaald te worden uit de SDE+ opslag. Een verschuiving van de kosten van de SDE+ naar de tarieven leidt echter tot een andere verdeling van de kosten tussen burgers en bedrijven, vanwege

het verschil in berekeningssystematiek van de SDE+ opslag en de nettarieven. Aangezien met het net op zee grote bedragen zijn gemoeid, kan het effect van de verschuiving voor met name energie-intensieve bedrijven significant zijn. In mijn brief van 18 juni 2014 over de wetgevingsagenda STROOM (Kamerstuk 31 510, nr. 49) heb ik daarom aangegeven dat ik de effecten op Nederlandse bedrijven en hun concurrentiepositie van de verschuiving van kosten van het net op zee van de SDE+ naar de transporttarieven zoveel mogelijk wil beperken. Door (een deel van) de kosten van TenneT voor het net op zee via SDE+ middelen te subsidiëren of bij de producenten in rekening te brengen, kan de verschuiving van de kosten deels of volledig worden tegengegaan. Bij de uitwerking van het wetsvoorstel STROOM zal ik aangeven op welke wijze de kosten van TenneT gefinancierd zullen worden. Het wetsvoorstel STROOM ligt momenteel voor advies bij de Raad van State en zal naar verwachting dit voorjaar bij uw Kamer ingediend worden.

Kostenreductie door gebruik 10–12-mijlszone

Zoals ik heb aangegeven in mijn brief van 26 september 2014 (Kamerstuk 33 561, nr. 11) is het kabinet voornemens om een strook tussen de 10 en 12 mijl uit de kust te gebruiken voor wind op zee op twee locaties voor de kust van Noord- en Zuid-Holland. Het aanwijzen en gebruiken van een strook tussen de 10 tot 12 mijl heeft direct een effect op de verwachte subsidiekosten voor wind op zee. In de berekening van de verwachte subsidiekosten is uitgegaan van de kosten van een gemiddeld park. In de praktijk variëren de kosten voor wind op zee tussen de gebieden. Hoe dichterbij de kust, hoe lager de kosten voor wind op zee zijn. Door het aanwijzen en gebruiken van een strook tussen de 10 en 12 mijl is het mogelijk om een groter deel van de doelstelling van 3.500 MW te realiseren in relatief goedkope gebieden. Doordat een groter deel van de doelstelling wordt gerealiseerd in goedkopere gebieden dalen de gemiddelde kosten van een windpark. Lagere gemiddelde kosten leiden ertoe dat de kosten, zoals weergegeven in tabel 1, dalen waardoor ook de maximale SDE+ uitgaven dalen. In mijn brief van 7 november 2014 (Kamerstuk 33 561, nr. 12) heb ik toegelicht dat de kostendaling als gevolg van het gebruik van de strook tussen 10 en 12 mijl gelijk is aan circa 1,2 miljard euro ten opzichte van het niet gebruiken van de 12-mijlszone. De verwachte subsidiekosten dalen dus als gevolg van het beperkte gebruik van het gebied binnen de 12-mijlszone. Overigens heb ik, conform mijn toezegging aan uw Kamer, de sector de gelegenheid geboden om berekeningen aan te leveren ten aanzien van mogelijke lagere kosten voor windparken verder uit de kust. Ik verwacht uw Kamer binnenkort te kunnen informeren over de uitkomsten.

De kosten van windenergie in het VN-rapport «Better Climate, Better Growth»

Tijdens het dertigledendebat heb ik ook toegezegd schriftelijk terug te komen op de berekeningen in het VN-rapport «Better Climate, Better Growth» met betrekking tot het rendabel zijn van windenergie. De hierboven beschreven ontwikkeling van de kosten voor wind op zee sluit aan bij de gegevens uit dit rapport. In het rapport wordt aangegeven dat kosten van de verschillende vormen van hernieuwbare energie, zoals windenergie op land en windenergie op zee, de afgelopen tijd sterk gedaald zijn en naar verwachting verder dalen. Voor windenergie op land zijn er, mondiaal gezien, inmiddels gebieden waar de kosten van windenergie lager zijn dan sommige vormen van fossiele energie. Het betreft hier wel gebieden waar de omstandigheden voor windenergie zeer gunstig zijn en de kosten van fossiele energie hoog. Voor windenergie op

zee wordt geconcludeerd dat de kosten overal nog hoger zijn dan van fossiele energie.

Het beeld dat geschetst wordt in het rapport sluit aan bij het Nederlands beleid en de vormgeving van het Nederlands subsidie instrumentarium. Zowel voor windenergie op zee als voor windenergie op land wordt in de SDE+ onderscheid gemaakt tussen verschillende locaties. Voor wind op land is er winddifferentiatie, waarbij de subsidie wordt afgestemd op de locatie. Voor gunstige locaties is minder subsidie nodig en voor deze locaties is het subsidieniveau dan ook beperkt. Bij windenergie op zee wordt ook onderscheid gemaakt naar locaties en geldt dat voor de gunstige locaties dicht bij de kust minder subsidie nodig is en de maximale subsidie dan ook lager zal zijn.

Compensatie houders bestaande vergunningen voor sluiten SDE+ 2014

In mijn brief van 26 september 2014 (Kamerstuk 33 561, nr. 11) heb ik aangegeven dat de bestaande vergunningen voor windparken op zee, die zijn verleend in 2009 en vervolgens naar aanleiding van de motie Van Veldhoven (Kamerstuk 32 500 A, nr. 52) zijn verlengd, niet gebruikt worden in het nieuwe systeem voor wind op zee en met de inwerkingtreding van de wet windenergie op zee zullen komen te vervallen. Omdat het gebruik van bestaande vergunningen in de SDE+ 2014 altijd tot extra kosten zou leiden, heb ik de Regeling aanwijzing categorieën duurzame energieproductie 2014 op zodanige wijze gewijzigd, dat het aanvragen van subsidie voor windenergie op zee in 2014 niet meer mogelijk was. Vervolgens ben ik in gesprek gegaan met de houders van de bestaande vergunningen over compensatie van eventueel door hen gemaakte kosten voor de voorbereiding van een subsidieaanvraag voor de SDE+ 2014. Deze gesprekken zijn inmiddels afgerond.

Voor het vaststellen van het compensatiebedrag heb ik de volgende uitgangspunten gehanteerd:

- Het moet gaan om kosten die vanaf het verlengen van de looptijd van de vergunningen (januari 2012) redelijkerwijs zijn gemaakt voor het aanvragen van subsidie in 2014;
- Buiten deze kosten vallen zaken als financieringskosten, inkomstenderiving, winstderving, gedeerde subsidieopbrengsten en gedeerde fiscale voordelen. Dergelijke posten zijn niet aan te merken als voorbereidingskosten voor de aanvraag van de subsidie en zijn veelal ook onzeker, in die zin dat zij niet direct zijn te koppelen aan het stopzetten van de subsidie;
- De kosten voor het kopen van vergunningen komen in het algemeen niet voor vergoeding in aanmerking. De aankoopkosten vergoeden de initiële kosten van de partij die eerst de vergunning in bezit had. Voor zover deze initiële kosten zijn gemaakt voor 2012 voldoen zij niet aan de criteria voor compensatie.

Op grond van deze uitgangspunten, de gesprekken die ik met de verschillende vergunninghouders heb gevoerd en de door hen aangeleverde financiële gegevens, ben ik tot de conclusie gekomen dat de bedrijven Nuon, Eneco, RWE, Dong en Northland in aanmerking komen voor compensatie. Het totaalbedrag aan compensatie bedraagt 7,35 miljoen euro. Dit bedrag komt ten laste van het SDE+ budget. Overigens staat het bedrijven vrij om de door mij aan hen geboden compensatie niet te accepteren.

Op 5 maart jl. heb ik ook van Vestas en van Van Oord een verzoek gekregen om de kosten van ongeveer 140.000 euro respectievelijk 196.000

euro die zij hebben gemaakt voor het project Q4 van Eneco te compenseren. Vestas en Van Oord zijn echter geen houders van een verleende vergunning op grond van de Waterwet. Zij konden geen SDE+ subsidie aanvragen en komen daarom niet in aanmerking voor compensatie.

De Minister van Economische Zaken,
H.G.J. Kamp