Mei 2026



Notitie

Opvolging acties inpassing kernenergie in Terneuzen

TenneT

Inhoud

1. Samenvatting 3
2. Aanleiding 4
3. Inkadering vraagstelling 5
4. Vergelijkingsnotitie 7
5. Aanpak en uitgangspunten vervolganalyse 8
6. Samenvatting resultaten 9
7. Conclusie 11
8. Advies TenneT 12

1. Samenvatting

Deze notitie geeft antwoord op de vraag van het ministerie van Economische Zaken & Klimaat (EZK) **onder welke voorwaarden 3,2 gigawatts (GW) nieuwe kernenergie in Terneuzen kan worden ingepast** waarbij eerder meegegeven kaders en aannames zijn losgelaten.

De situatie zonder het nemen van maatregelen

- In Zeeland is sprake van een **structurele en significante disbalans tussen elektriciteitsproductie en -vraag**. De verwachte elektriciteitsvraag (5,4 GW in 2040) is aanzienlijk lager dan het piek productievermogen (12,65 GW in 2040). Hierdoor ontstaan grote transportknelpunten en overbelastingen op het extrahoogspanningsnet.
- Om kernenergie en offshore wind – knelpuntvrij – in Zeeland in te passen, is ongeveer **7,1 GW aan totale vraag naar elektriciteit nodig**. Het gaat hier in de basis om 5,4 GW[1] vraag zoals aangenomen in het Koersvaste Middenweg scenario, aangevuld met 1,7 GW extra flexibele vraag. Dit betekent een vervijfvoudiging ten opzichte van de huidige vraag (1,45 GW). Deze **vraagontwikkeling is op dit moment niet reëel** (gezien de aanvragen bij TenneT en beschikbare aansluitcapaciteit op stations). **Zonder actief industrie- en vestigingsbeleid is de benodigde groei naar 5,4 GW (en uiteindelijk 7,1 GW) niet realistisch**.
- Zonder aanvullende maatregelen leiden de geconstateerde knelpunten tot **hoge jaarlijkse redispatchkosten**, oplopend tot bijna € 500 miljoen per jaar, of **zelfs € 700 miljoen tot € 1,3 miljard per jaar bij achterblijvende vraag**.
- **De structurele oplossing** voor het gehele Nederlandse 380kV-net - te weten het ontmazen van het 380kV-netwerk - **vergt tientallen miljarden euro's en is niet realiseerbaar vóór 2045**. Dit is daarom **geen oplossing voor de huidige besluitvorming voor Zeeland** en daarom moet het komen uit andere randvoorwaarden om dit mogelijk te maken.

De situatie mét maatregelen

- Als onderdeel van de opdracht vanuit EZK heeft TenneT **vergaande (combinaties van) maatregelen onderzocht**: a) het stopzetten van bestaande productie; b) het beperken van een nieuw 2 GW windproject; en c) verdeling van kernenergie over meerdere locaties.
- TenneT concludeert dat - **ook met de inzet van ingrijpende aanvullende maatregelen - er sprake blijft van substantiële kosten**, oplopend tot tientallen of honderden miljoenen per jaar (afhankelijk van de set aan maatregelen). Vergaande combinaties van maatregelen verlagen knelpunten en kosten, maar deze vereisen zwaar ingrijpende keuzes in energie- en industriebeleid (inclusief vestigingsbeleid). **TenneT benadrukt dat het loslaten van ''deze kaders'' op zichzelf geen realistisch handelingsperspectief biedt**.

De analyse maakt duidelijk dat de locatiekeuze voor kernenergie in Zeeland onlosmakelijk verbonden is met keuzes over offshore wind, industriebeleid en actieve regie op elektriciteitsvraag. **Zonder integraal en sturend beleid is realisatie van nieuwe kernenergie in Zeeland niet reëel en is de opgave feitelijk niet uitvoerbaar**.
.

[1] TenneT merkt op dat in het Koersvaste Middenweg scenario een (te) optimistische aanname is gedaan voor wat betreft de vraag. Ten tijde van het scenario-ontwikkelingsproces voor het Investeringsplan 2026 (in 2024) werd nog uitgegaan van de meest recente opgave van de industrie in de Cluster Energie Strategieën. Inmiddels blijkt dat de aanvragen vanuit industrie en flexontwikkelaars fors achterblijven. Dat is oa.de aanleiding geweest om aanvullend een Verkenning Vertraagde Transitie scenario op te stellen. In dat scenario wordt uitgegaan van minder vraag, ook in Zeeland.

Advies TenneT

Een 3,2 GW kernenergie scenario in Terneuzen gaat onherroepelijk gepaard met harde politieke keuzes, aanzienlijke extra kosten en grote onzekerheid over de haalbaarheid van een goede inpassing op het hoogspanningsnet. Vanuit systeem- en kostenefficiëntie adviseert TenneT dan ook om **inpassing van de nieuwe kerncentrales niet in Zeeland** te realiseren, maar in Eemshaven, of verspreid over Nederland door middel van Small Modular Reactors (SMR's). Voor beide opties zijn **naar verwachting geen extra investeringskosten noodzakelijk** boven op de projecten die TenneT in het Investeringsplan 2026 (IP26) al heeft gepland.

Indien het kabinet toch besluit voor Terneuzen als locatie te kiezen, is **actief systeemontwerp en beleidssturing door de overheid - per direct - noodzakelijk**. Er is namelijk niet meer flexibiliteit in de huidige kaders nodig, maar juist een nieuw en dwingend kader met regie vanuit de overheid. Wat TenneT betreft, is de aanpak voor zo'n systeembenadering als volgt:

1. Borg integraliteit (samenhangend en gelijktijdig beleid is noodzakelijk);
2. Maak vraagontwikkeling de hoofdstrategie (verschuif focus van aanbod naar vraag);
3. Focus op flexibele vraag (match vraag met inzetprofiel van productie);
4. Maak keuzes voor productie (niet alles past op één plek);
5. Maak systeemkosten expliciet onderdeel van besluitvorming (transparantie in alternatieven);
6. Overweeg spreiding en schaalbaarheid van kernenergie (komt systeemkosten ten goede).

.

2. Aanleiding

Procesverloop

Op 12 juni 2025 heeft het startgesprek plaatsgevonden tussen EZK en TenneT over het inpassingsonderzoek naar nieuwe kernenergiecentrales (''de inpassingsstudie''). In dit onderzoek is gekeken naar vier locaties voor de inpassing van in totaal 3,2 GW aan nieuwe kerncentrales: Eemshaven, Europoort, Sloegebied en Terneuzen.

Gezien de planning van het ministerie van EZK ten aanzien van de locatiekeuze was het noodzakelijk om de netanalyse uiterlijk in oktober 2025 gereed te hebben, met oplevering van het rapport in november 2025[2]. Afgesproken is deze studie te baseren op het Koersvaste Middenweg scenario van Netbeheer Nederland omdat dit het enige 2040 scenario is met daarin 3,7 GW aan kernenergie. Dit scenario is ook gebruikt voor het Investeringsplan 2026 (IP26). Dit scenario gaat naast 3,7 GW aan kernenergie onder andere uit van een offshore wind ambitie van 40+ GW[3].

In juli 2025 - tijdens de berekeningen voor het Investeringsplan 2026 - kwam minister Hermans van Klimaat en Groene Groei (KGG) met het bericht naar buiten dat de ambitie voor offshore wind neerwaarts werd bijgesteld naar een bandbreedte van 30 tot 40 GW in 2040. Deze bijstelling kwam te laat voor het Investeringsplanproces, waardoor er een nieuw scenario met daarin 30GW offshore wind in het najaar van 2025 is ontwikkeld en doorgerekend (als update voor IP26 en als input voor het programma Verkenning Aanlanding Wind op Zee). Ook in het 30 GW scenario is 3,7 GW aan kernenergie (bestaand en nieuw) verondersteld.

Tijdens de inpassingsstudie kerncentrales is de relatie met het ''nieuwe'' 30 GW scenario (in 2040) aan bod gekomen. TenneT heeft de suggestie gedaan om de inpassingsstudie integraal door te rekenen – dus op basis van het nieuwe 30 GW scenario – wat zou betekenen dat de planning voor Programma Energiehoofdstuctuur (PEH) naar achter zou schuiven. Hier heeft EZK niet voor gekozen. In november 2025 is TenneT – naast PEH – gestart met de 30 GW analyse ten behoeve van IP26 en VAWOZ. In december 2025 zijn de eerste

[2] Daarnaast is door EZK gevraagd om de netanalyses voor Programma Energiehoofdstructuur (PEH) uiterlijk in november 2025 op te starten om oplevering in april 2026 mogelijk te maken onder de afspraak dat de integraliteit tussen kernenergie en offshore wind vraagstukken via PEH zou worden geborgd.

[3] Scenario gaat in totaal uit van 44,6 GW offshore wind waarvan 40 GW elektrisch aangesloten en 4,6 GW in combinatie met waterstofinfrastructuur.

inzichten met EZK gedeeld en de eindresultaten zijn in februari 2026 tussen EZK en TenneT besproken.

Verzoek ministerie van EZK

Na oplevering van de inpassingsstudie voor kernenergie en de 30 GW doorrekening, kreeg TenneT van EZK vragen over de robuustheid van beide doorrekeningen. Beide studies gaan uit van een ander marktscenario en hebben geleid tot verschil in resultaten en conclusies[4]. EZK kon de conclusies moeilijk rijmen.
Daarom is in februari 2026 het verzoek bij TenneT neergelegd om op basis van deze twee studies, kwalitatief en integraal, conclusies te trekken voor zowel de inpassing van kernenergie (op de vier mogelijke locaties) als offshore wind (vier aanlandingen van 2 GW om boven op de huidige routekaart tot 30 GW te komen). Dit heeft geleid tot ''de vergelijkingsnotitie''.

De conclusie van deze vergelijkingsnotitie is dat 3,2 GW aan kerncentrales niet past in Zeeland in 2040. Productie en elektriciteitsvraag (afname) zijn significant uit balans in Zeeland: productie 12,65 GW in 2040 (inclusief 3,7 GW kernenergie) en afname 5,4 GW (waarvan 1,8 GW baseload). Transportcapaciteit is niet toereikend, netuitbreiding technisch vooralsnog niet denkbaar en er is dermate veel vraagontwikkeling nodig voor inpassing wat op dit moment niet reëel lijkt qua ontwikkelingen en aansluitcapaciteit op stations.

Vervolgens is TenneT de volgende (hoofd)vraag gesteld:

"Onder welke voorwaarden is 3,2 GW nieuwe kernenergie in Terneuzen wél in te passen?"[5]

3. Inkadering vraagstelling

Productie

EZK heeft TenneT de opdracht gegeven om voor deze exercitie eerder meegegeven kaders en aannames, gehanteerd in de vergelijkingsnotitie, los te laten. Wat betreft het reduceren van productie, beschouwt TenneT de volgende – door EZK meegegeven – maatregelen om productie beter in de balans te brengen met de aangenomen vraagontwikkeling.[6]

i. Verplaatsen waterstofpiekcentrale (1 GW)
ii. Beperking inzet kerncentrales en/of offshore wind (curtailment[7])
iii. Geen bedrijfsduurverlenging Sloe gascentrale (1 GW)
iv. Geen vergunning verlenging windpark Borssele alpha en beta (1,4 GW)
v. Geen bedrijfsduurverlenging kerncentrale Borssele 30 (500 MW)
vi. Windparken Nederwiek 1 (of IJmuiden Ver alpha) deels of later realiseren
vii. Verdeling 3,2 GW kernenergie over Sloegebied en Terneuzen

[4] De 30 GW analyse week ook af van de eerdere systeemstudie VAWOZ die was gebaseerd op de II3050 scenario's, waarin naast offshore wind een aanzienlijke hoeveelheid elektrolysecapaciteit werd verondersteld. De aannames rondom elektrolysecapaciteit zijn in de IP26 scenario's fors neerwaarts bijgesteld.
[5] Naast deze vraag zijn twee andere acties besproken: 1) vergelijking met de SDR- studie, zie bijlage; en 2) opzetten van een werkgroep om nadere inkleuring te geven aan de benodigde vraag (type vraag met welk profiel).
[6] Volgens afspraak met EZK.
[7] Bij curtailment wordt een beperking opgelegd (middels een conctractvorm) aan een producerende centrale/windpark op de dag voor de handel, zonder dat ergens anders direct een opregelactie plaatsvindt. Bij redispatch wordt productie ''verplaatst'' binnen het netwerk. Een afregelactie gaat gepaard met een opregelactie. Dit gebeurt ''intraday'', om vraag en aanbod in balans te houden.

In het Regeerakkoord 2026 wordt ingezet op het versnellen van het programma voor kleine modulaire reactoren (SMR's). TenneT heeft daarom als variant op vii.– aanvullend en op eigen initiatief – gekeken naar de inpassing van 3,2 GW kernenergie met de inzet van zes Small Modular reactors (SMR's) van 533 MW per eenheid in plaats van de twee kerncentrales op één van de vier eerder genoemde locaties. Om de doorlooptijd van de analyse te beperken is vooralsnog gekeken naar de volgende zes (voorbeeld)locaties: Bleiswijk, Dodewaard, Europoort, A9 Zuid, Maasbracht en Lelystad[8]. TenneT kan een optimalisatiestudie uitvoeren waarbij wordt gekeken naar een hogere kernambitie (bijvoorbeeld 6,4 GW), verschillende locaties, verschillende grootte van eenheden, en afgestemd op het verwachte groeipad van de vraagontwikkeling. Een van de voordelen van SMR's is namelijk dat deze sequentieel gebouwd kunnen worden, en beter afgestemd kunnen worden op de verwachte (lokale) vraaggroei van energieclusters.

Afname

Wat betreft vraagontwikkeling, is door EZK gevraagd om de impact te bepalen van het verplaatsen van datacenters en elektrolysers, vanuit bijvoorbeeld het Noordzeekanaalgebied, naar Zeeland (als onderdeel van de aangenomen vraag). In het aangenomen marktscenario is de elektrolyse-capaciteit al optimaal verdeeld, en ingezet op die locaties waar aanlandingen van offshore wind zijn voorzien. Bij verplaatsing van vraag naar Zeeland nemen de afnameknelpunten in andere regio's toe. Ook in die regio's is grootschalige afname/vraag hard nodig om productie van geplande offshore windparken af te nemen. Om de impact van datacenters in Zeeland te toetsen, heeft TenneT deze optie wel bekeken[9].

Netuitbreiding

De andere vraag die veelvuldig terugkomt is wat de kosten zijn voor de benodigde netverzwaringen. TenneT heeft in het Investeringsplan 2026 geconcludeerd dat er knelpunten ontstaan in het gehele 380kV AC-netwerk – dus niet alleen in Zeeland – die niet met conventionele AC-projecten op te lossen zijn[10]. TenneT heeft EZK hier in de zomer van 2025 over geïnformeerd. Naast transportknelpunten, zijn ernstige kortsluitknelpunten geconstateerd die vragen om nieuwe systeem- en technologiekeuzes. Hiertoe heeft TenneT in het kader van IP26 een plan van aanpak met EZK gedeeld waarin wordt ingezet op het onderzoeken van zowel non-grid als grid oplossingen. TenneT heeft hier DNV voor ingeschakeld als ondersteuning[11].

Op dit moment wordt gedacht aan een topologische ingreep in de huidige vermaasde landelijke 380kV-ring waarbij twee 380kV-deelnetten over langere afstand worden gekoppeld. De technologie van de aankoppeling, HVDC (ondergronds of bovengronds) of extrahoogspanning AC (500kV of hoger) is nog in onderzoek. De structurele oplossing is daarmee niet alleen voor Zeeland, maar voor het volledige 380kV-netwerk. TenneT verwacht tot eind 2027 nodig te hebben om de definitieve voorkeursoplossing verder te detailleren. Naast het technisch vraagstuk, zijn er ook regulerings- en marktvraagstukken die nader moeten worden bekeken. Wel is duidelijk dat een dergelijke systeemoplossing zal oplopen tot tientallen miljarden euro's en dat realisatie voor 2045 niet haalbaar zal zijn. TenneT benadrukt dat juist een integrale systeemkeuze - zoals nu voor Zeeland voorligt - ertoe leidt dat de (systeem)kosten zo laag en betaalbaar mogelijk worden gehouden. In het kader van deze analyse is de mogelijkheid tot netuitbreiding niet verder beschouwd.

[8] In het kader van de IP26 scenario's en regionalisatie zijn de SMR-locaties met EZK afgestemd. Hier zijn Dodewaard, Maasbracht en Europoort uitgekomen.

[9] Waarbij in het model een datacenter van 600 MW van Vijfhuizen naar Terneuzen is verplaatst.

[10] In het 30GW scenario zijn de knelpunten weliswaar minder dan het koersvaste middenweg scenario, maar nog steeds te groot op sommige verbindingen.

[11] Daarnaast heeft TenneT aan DNV gevraagd om de conclusie dat het 380kV-netwerk tegen de grens aanloopt te valideren. DNV heeft geconstateerd dat TenneT terecht tot deze conclusie is gekomen op basis van kortsluitknelpunten.

4. Vergelijkingsnotitie

Kernboodschap

De kernboodschap van de vergelijkingsnotitie van april 2026 is als volgt: de meest gunstige locatie voor de inpassing van 3,2 GW kernenergie is Eemshaven. Inpassing is daar naar verwachting zonder extra investeringskosten en zonder noemenswaardige operationele maatregelen (redispatch) haalbaar.
Voor Zeeland is de conclusie anders: 3,2 GW kernenergie past niet. De hoeveelheid productie (12,65 GW) en vraag (5,4 GW) zijn dusdanig uit evenwicht dat dit leidt tot overbelasting van de verbindingen, uitgedrukt in een hoeveelheid niet-getransporteerde elektriciteit van ca. 3 TWh (in het 30 GW scenario) en ca. 10 TWh (in KM2040 scenario). Voor de beeldvorming: een windpark van 2GW levert op jaarbasis ca. 7 TWh[12].
Om zowel kernenergie als windenergie (huidige 23GW routekaart) in Zeeland in te passen, is of 1,7 GW extra vraag boven op de aanname van 5,4 GW nodig (dus totaal 7,1 GW vraag), of moeten maatregelen worden getroffen om de overbelastingen af te regelen. De geschatte redispatchkosten voor het oplossen van knelpunten in Zeeland en Noord-Brabant bedragen ca. € 600 miljoen per jaar bij een aangenomen prijs van € 200/MWh[13] (in 30 GW offshore wind scenario) of € 2 miljard (in 40+ GW offshore wind scenario)[14]. Deze kosten zijn structureel en noodzakelijk totdat de structurele oplossing (netuitbreiding) is gerealiseerd. Maar ook netuitbreiding zal tientallen miljarden euro's aan investeringskosten vergen.

Vraagontwikkeling is harde randvoorwaarde
TenneT benadrukt in deze notitie nogmaals dat vraagontwikkeling dé grote bottleneck is. De huidig aangesloten vraag in Zeeland moet in 15 jaar tijd vervijfvoudigen om 3,2 GW kerncentrales (naast offshore wind) in Zeeland in te kunnen passen.

- Vandaag aangesloten = 1,45 GW
- Incl. aangevraagd, maar onzeker = 2,7 GW
- Incl. aangenomen in scenario = 5,4 GW
- Incl. extra flexibele vraag = 7,1 GW totaal

Ongeveer 7,1 GW aan vraag (1,8 GW baseload en 5,3 GW flex) is nodig om zowel kern als offshore wind – naast alle geplande uitbreidingsprojecten in het investeringsplan – knelpuntvrij in te passen. Op dit moment is er slechts 1,45 GW afname aangesloten op het net in Zeeland. Zonder duidelijk voorgenomen beleid om de verduurzaming van de industrie proactief te stimuleren acht TenneT invulling van deze vraag niet haalbaar. TenneT ziet namelijk dat de aanvragen vanuit de meeste recente Cluster Energie Strategie (uit 2024) uitblijven, en de plannen vanuit de industrie voor Zeeland (en andere regio's) uitblijven.[15] TenneT heeft in Zeeland aanvragen gehad van grotere elektrolysers (1GW) die zijn komen te vervallen.

Aansluitcapaciteit niet onbeperkt

Daar komt bij dat de hoeveelheid vrije 380kV-aansluitvelden in Zeeland beperkt is[16]. Veel van de velden zijn gereserveerd voor eigen netwerkbehoefte[17], productie, en kleinere batterijpartijen die een reservering hebben geplaatst. Gezien de aard en duur van de knelpunten ligt het niet voor de hand dat batterijen onderdeel van de (hoofd) oplossing zijn. Er moet worden gedacht aan grootschalige baseload vraag (datacenters, industrie) of elektrolysers van aanzienlijk vermogen (1 GW of meer) die het productieprofiel in Zeeland volgen. Duidelijk is dat regie vanuit EZK en de provincie Zeeland op vraagontwikkeling nodig is, waarbij actieve sturing op klantaansluitingen (type en grootte) noodzakelijk is. Dit is onzes inziens binnen de huidige juridische kaders niet mogelijk en vraagt dus aanpassing van het juridisch kader.

[12] (2000MW x 8760u) x capaciteitsfactor 40% = 7TWh
[13] TenneT merkt op dat de aangenomen prijs nog hoger ligt in de huidige congestie-onderzoeken (brondata maart 2026). Daar wordt uitgegaan van een prijs van EUR 309 EUR/MWh (EUR 154/MWh x 1,4 inkoopfactor x 1,43 loadflowfactor).
[14] TenneT heeft deze getallen niet eerder gecommuniceerd vanwege de complexiteit en onzekerheid van de inschatting. Dit inschatting hangt sterk af van 1) de aangenomen redispatchprijs en 2) de effectiviteit van redispatchmaatregelen in een vermaasd netwerk waarbij de relatie tussen ingezette maatregel en effect niet 1-op-1 is.
[15] Ook SDR heeft opnieuw een inschatting gemaakt van die plannen en komt uit op een fors lagere verwachting: 3,4 GW in 2050. Hiervan is 1,9 GW baseload / industrie, 676 MW batterijcapaciteit en 835 MW elektrolyse.
[16] Nieuwdorp Liechtensteinweg is vol en niet langer uitbreidbaar. Voor Terneuzen gaat TenneT bekijken of er extra velden bij te bouwen zijn. Ook is het zo dat er grenzen zijn aan de hoeveelheid productie en vraag die kan worden aangesloten op stations. De maximaal aan te sluiten vraag op een 3-rail 380kV station is 3 GW. Dit is om ervoor te zorgen dat TenneT in geval van een uitval of storing kan blijven voldoen aan de wettelijke ontwerp- en bedrijfsvoeringcriteria.
[17] Denk aan circuits, koppelvelden, transformatoren, filters, synchrone condensors.

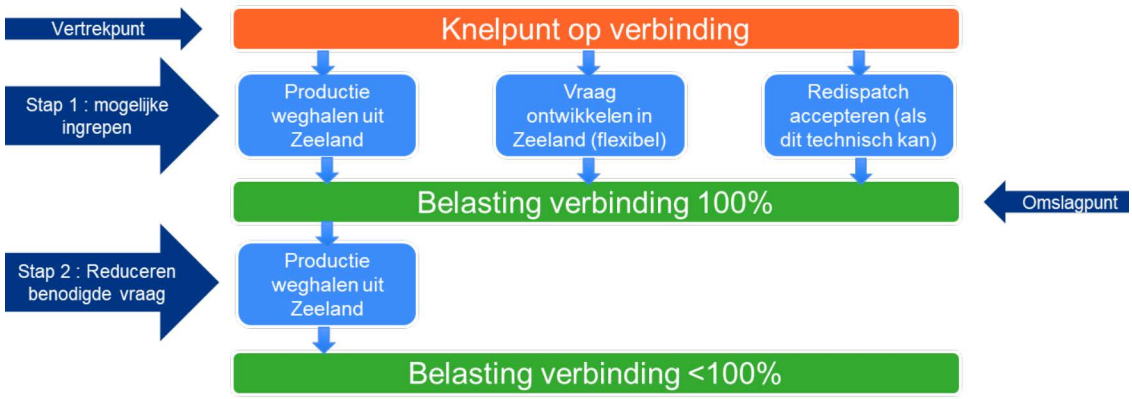
5. Aanpak en uitgangspunten vervolganalyse

De vervolganalyse is gebaseerd op het meest recente 30 GW offshore wind scenario. Het Koersvaste Middenweg 2040 scenario dat is gebruikt in het Investeringsplan 2026 en de eerdere inpassingsstudie kernenergie is niet nader beschouwd.[18]

Het vertrekpunt voor de analyse is een correctie op de aangenomen productievloot in het 30 GW scenario voor Zeeland. In dit scenario is ca. 3 GW aan waterstofpiekcentrales nodig om periodes zonder wind en zon te overbruggen. Hierbij is één van de drie centrales in Zeeland verondersteld vanwege de waterstofbackbone en omdat Zeeland is aangewezen als een van de vier Barro-locaties[19]. Gezien het productieoverschot in Zeeland, wordt deze waterstofcentrale modelmatig van Zeeland naar Eemshaven verplaatst[20]. In deze analyse heeft TenneT vervolgens de situatie in Zeeland zonder de waterstofcentrale beschouwd. Dit is het referentiescenario. De mogelijke maatregelen worden vervolgens getoetst aan dit referentiescenario.

De inzet van de analyse is om (combinaties van) productiemaatregelen te toetsen op 1) verlichting van knelpunten en daarmee de redispatchbehoefte, en 2) de totale benodigde vraagontwikkeling in Zeeland.

De benadering (zie onderstaande figuur) is om in eerste instantie de overbelastingen op alle relevante hoogspanningsverbindingen te reduceren tot 100% waardoor er naast de benodigde vraagontwikkeling, geen aanvullende redispatchmaatregelen noodzakelijk zijn voor de inpassing van 3,2 GW kernenergie.
In een tweede stap toetst TenneT welke combinaties aan maatregelen ertoe leiden dat de belasting van de verbindingen nog verder daalt (onder de 100%), waardoor de benodigde totale basis vraagbehoefte (5,4 GW) verder afneemt en daardoor – mogelijk – binnen (meer realistisch) bereik komt.



[18] Volgens afspraak met EZK.
[19] Besluit algemene regels ruimtelijke ordening locaties, naast Zeeland, zijn dit Moerdijk, Maasvlakte en Eemshaven.
[20] Een dergelijke aanpak is ook gehanteerd voor andere productiebronnen – deze zijn ook naar Eemshaven verplaatst voor de analyses.

6. Samenvatting resultaten

In onderstaande tabel geeft TenneT een samenvatting van de resultaten. Per ingreep of combinatie van ingrepen wordt de impact op de redispatchkosten en totale vraagbehoefte weergegeven (ten opzichte van het referentiescenario).

Ter illustratie: In het referentiescenario – met correctie voor de waterstofpiekcentrale – is de totale hoeveelheid opgesteld productievermogen 11,65 GW. De aangenomen vraag in het scenario is 5,4 GW. Zonder maatregelen leidt deze situatie tot een inschatting van de redispatchkosten van ca. 477 miljoen per jaar. Om redispatchkosten te vermijden, is er behoefte aan 1,4 GW extra flexibele vraag boven op de aangenomen vraag van 5,4 GW. Hiermee komt de totale benodigde vraag voor inpassing van 3,2 GW kernenergie op 6,8 GW vraag (dit is lager dan de eerdergenoemde 7,1 GW vanwege de correctie voor de waterstofpiekcentrale).

Deze volgende maatregelen leiden tot de volgende impact op redispatchkosten en totale vraagbehoefte.

Maatregelen	**Redispatchkosten** € per jaar in mln [21]	**Extra flex (GW)** Bovenop 5,4GW	**Totaal (GW)** Vraag Zeeland
Referentie: zonder waterstofcentrale(1GW) [22]	477	1,4	6,8
Zonder Sloecentrale (1 GW)	453	1,4	6,8
Zonder kern BSL 30 (0,5 GW)	288	1,2	6,6
Zonder wind BSL a & b (1,4 GW)	187	1,1	6,5
Zonder Nederwiek 1 of IJVer a (-2 GW)	134	1,1	6,5
Deels Nederwiek 1 of IJVer a (-1 GW)	252	1,2	6,6
Zonder Sloe/ BSL30 / BSL a & b	87	0,9	6,3
Zonder Sloe/ BSL30 / BSL a & b/ NW1 (-1GW)	34	0,7	6,1
Zonder Sloe/ BSL30 / BSL a & b/ NW1 (-2GW)	14	0,7 [23]	6,1
Verdeling kern TNZ/NDLS (2 x 1,6 GW)	522	1,3	6,7
Verdeling kern over 6 SMRs buiten Zeeland	6	0	5,4
Datacenter ontwikkeling in Terneuzen (600 MW boven aangenomen vraag 5,4 GW)	261	1,1	7,1
Zonder grootschalige “Hernieuwbaar op Land” installaties in Zeeland (ca. 400 MW)	407	1,3	6,7
2,2 GW Kerncentrale in Terneuzen [24]	154	0,9	6,3

[21] Uitgaande van 200 EUR/MWh en alleen knelpunten in Zeeland en Noord-Brabant zijn onderdeel van deze kosteninschatting.

[22] Zonder correctie voor de waterstofcentrale zouden de redispatchkosten 622 miljoen euro per jaar zijn.

[23] Met het volledig weghalen van Nederwiek 1 uit Zeeland verschuift de oorzaak van knelpunten op circuits in Noord-Brabant. Voorheen kwam dit (voornamelijk) door overproductie in Zeeland, zonder Nederwiek 1 wordt dit (voornamelijk) veroorzaakt door import uit België richting Noord-Brabant/Randstad voor het invullen van elektriciteitsvraag.

[24] Deze variant is doorgerekend met het 30GW Wind op zee scenario, en heeft hierdoor een ander uitgangspunt dan de 2,2GW analyse die TenneT eerder heeft uitgevoerd op basis van het KM2040 scenario wat de resultaten niet 1 op 1 vergelijkbaar maakt.

Inzet van SMR's

TenneT heeft op eigen initiatief ook de optie bekeken om de ambitie voor kernenergie in te vullen met de inzet van SMR's buiten Zeeland. Vanuit systeemperspectief heeft het de voorkeur om productie en vraag zoveel mogelijk lokaal in balans te brengen. Dat is beter mogelijk met de inzet van kleinere opwekeenheden zoals SMR's. TenneT heeft de impact van zes SMR's (533 MW per eenheid, 3,2 GW in totaal) bekeken voor de volgende locaties: Bleiswijk, Dodewaard, Europoort, A9 Zuid, Maasbracht en Lelystad. De productievloot in het referentiescenario voor Zeeland is gelijk gehouden. De conclusie is dat spreiding van kernenergie via kleinere eenheden over Nederland zorgt voor een efficiëntere netinpassing en daarmee een beter gebruik van het bestaande netwerk. Er zijn vooralsnog geen projecten – en daarmee extra investeringskosten – noodzakelijk boven op de reeds geplande projecten in IP26. De geschatte redispatchkosten (rond Zeeland) zijn circa € 6 miljoen per jaar en er is geen extra flexibele vraag nodig boven op de aangenomen vraag van 5,4 GW in Zeeland.

Gevoeligheid vraagontwikkeling

Daarnaast heeft TenneT ook een gevoeligheidsanalyse gedaan naar het achterblijven van de aangenomen vraag (5,4 GW). Als de vraag niet meer groeit dan vandaag de dag is aangesloten (1,45 GW), dan stijgen de geschatte redispatchkosten naar € 1,3 miljard per jaar. Als de huidige aanvragen wel doorgaan (waardoor het totaal komt op 2,7 GW), maar de groei vervolgens stagneert, dan is de verwachting dat ca. € 700 miljoen aan redispatchkosten per jaar nodig zijn om – zonder maatregelen – de inpassing van kernenergie in Zeeland mogelijk te maken. Volgens de analyse dragen datacenters wel bij aan het reduceren van knelpunten in Zeeland.

Curtailment

Het grootste knelpunt door overproductie in Zeeland treedt ongeveer een kwart van het jaar op. Het is mogelijk om productie in Zeeland te beperken (curtailen) met contractvormen als een capaciteitsbeperkingscontract (CBC), tijdsduur gebonden transportrechten (TDTR) of anderszins, waardoor het knelpunt afneemt. De kosten voor curtailment laten zich moeilijk inschatten omdat dit afhankelijk is van de vergoedingafspraken die met de aangeslotenen worden gemaakt. Doorgaans is dit tegen de opportuniteitskosten. Daarnaast is er geen 100% effectiviteit tussen het afschalen van productie in Zeeland en het reduceren van de knelpunten op verbindingen richting de Randstad. Uitgaande van een effectiviteit van 50% is er curtailment nodig van ca. 2,8 GW voor 2100 uren van het jaar (= ca. 25%)[25].

[25] Uitgaande van de referentievariant zonder waterstofpiekcentrale

7. Conclusie

In deze notitie heeft TenneT vanuit haar rol als adviseur voor de overheid vanuit het systeemperspectief alsmede vanuit het perspectief van betaalbaarheid getracht antwoord te geven op de door EZK gestelde vraag: “Onder welke voorwaarden is 3,2 GW kernenergie in Terneuzen wel in te passen (waarbij eerder meegegeven kaders en aannames zijn losgelaten)?” Het antwoord op deze vraag luidt als volgt.

Afhankelijk van de gekozen maatregel(en), is inpassing van kernenergie in Zeeland vanuit een systeemperspectief denkbaar onder de volgende ingrijpende voorwaarden:

i. Grootschalige en tijdige vraagontwikkeling met actieve overheidssturing (**5,4 tot 7,1 GW** nodig)
ii. Structurele en kostbare redispatchkosten waarbij de benodigde inzet afhankelijk is van vergaande maatregelen, **oplopend tot 522 miljoen per jaar** of; extra maatregelen voor het realiseren van extra flexibele vraag **(0,7 tot 1,4 GW)**;
iii. Afschalen of stoppen van bestaande (gas, kern en offshore wind) en/of in aanbouw zijnde net op zee verbindingen.

Ter illustratie: om de redispatchkosten terug te brengen naar ca EUR 14 miljoen per jaar, is het noodzakelijk om de Sloe centrale uit de markt te halen, en de huidige kerncentrale, en windpark Borssele alpha en beta, en de plannen voor Nederwiek 1 niet langer te continueren[26]. Wat TenneT betreft is het loslaten van deze “kaders’’ geen realistisch handelingsperspectief.

De analyse laat zien dat locatiekeuze voor kernenergie niet los kan worden gezien van beleid voor offshore windenergie, industrie- en vestigingsbeleid, en regie op elektriciteitsvraag. Zonder samenhangend en verregaand beleid vanuit EZK op deze terreinen is inpassing van kernenergie in Zeeland niet reëel.



[26] De ‘’sunk costs’’ voor het stopzetten van het Nederwiek 1 project is niet nader beschouwd, maar ook dit loopt op tot in de miljarden euro’s.

8. Advies TenneT

Een 3,2 GW kernenergie scenario in Terneuzen gaat onherroepelijk gepaard met harde politieke keuzes en aanzienlijke extra kosten. Vanuit systeem- en kostenefficiëntie adviseert TenneT dan ook om inpassing van de nieuwe kerncentrales niet in Zeeland te realiseren, maar in Eemshaven, of verspreid over Nederland door middel van SMR's. Dit zou betekenen dat er naar verwachting geen extra investeringskosten noodzakelijk zijn, en geen zware maatregelen nodig zijn voor de overige productie-eenheden in Zeeland (mits de benodigde vraag van 5,4 GW wordt gerealiseerd).

Indien het kabinet toch besluit voor Terneuzen als locatie te kiezen, is herontwerp en regie op het regionale energiesysteem van Zeeland absoluut noodzakelijk. De kern van de opgave is namelijk niet de bouw van kernenergie (en offshore wind) op zichzelf, maar het ontbreken van een passend regionaal energiesysteem dat deze capaciteit kan dragen. Zonder zo'n systeembenadering is de opgave in Zeeland naar inzicht van TenneT niet uitvoerbaar en/of leidt het tot structurele inefficiënte en kostbare ingrepen. Wat TenneT betreft, is de aanpak voor zo'n regionaal energiesysteem als volgt:

1) **Borg integraliteit**
   Kernenergie in Zeeland is alleen realiseerbaar als onderdeel van een samenhangende strategie waarin gelijktijdig beleid wordt ontwikkeld op industriebeleid, waterstofontwikkeling, offshore wind en netinfrastructuur. Zonder deze integrale aanpak is de opgave feitelijk niet uitvoerbaar.

2) **Maak vraagontwikkeling de hoofdstrategie**
   De primaire bottleneck is niet productie, maar onvoldoende elektriciteitsvraag in de regio. Beleidsmatig moet de focus daarom verschuiven van aanbod (kerncentrales en offshore wind) naar het actief ontwikkelen van grootschalige vraag.
   Dit vraagt om doelgericht vestigingsbeleid gericht op:
   - grootschalige waterstofproductie (elektrolyse op GW-schaal);
   - vergaande elektrificatie van zware industrie; en
   - aanvullende vraag uit datacenters (met beperkte impact op zichzelf).

   Cruciaal hierbij is dat deze vraag niet spontaan vanuit de markt zal ontstaan. Actieve sturing vanuit de overheid is noodzakelijk om voldoende en tijdige afname te realiseren.

3) **Focus op flexibele vraag**
   Niet elke vorm van vraag draagt bij aan systeeminpassing. Een systeem met veel kernenergie (en offshore wind) vereist flexibele afnemers die hun verbruik kunnen aanpassen aan het aanbod. Dit betekent concreet: inzet op elektrolysers én industriële processen die kunnen op- en afschalen, en het vermijden van uitsluitend inflexibele baseload-vraag. Zonder deze flexibiliteit zullen de kosten voor systeemingrepen (zoals redispatch) structureel en substantieel oplopen.

4) **Maak keuzes voor productie**
   Uitbreiding van kernenergie in Zeeland is niet verenigbaar met grootschalige aanwezigheid en/of onbegrensde groei van andere productiebronnen. Dit impliceert dat beleidsmatig keuzes onvermijdelijk zijn, zoals:
   - het beperken van bestaande of nieuwe offshore windaansluitingen in de regio;
   - het versneld sluiten van bestaande centrales;
   - of het structureel toepassen van afregelmaatregelen (curtailment of redispatch);

   Deze keuzes zijn politiek gevoelig, maar systeemtechnisch noodzakelijk om structurele overbelasting van het extrahoogspanningsnet en inefficiëntie te voorkomen[27].

[26] De ''sunk costs'' voor het stopzetten van het Nederwiek 1 project is niet nader beschouwd, maar ook dit loopt op tot in de miljarden euro's.

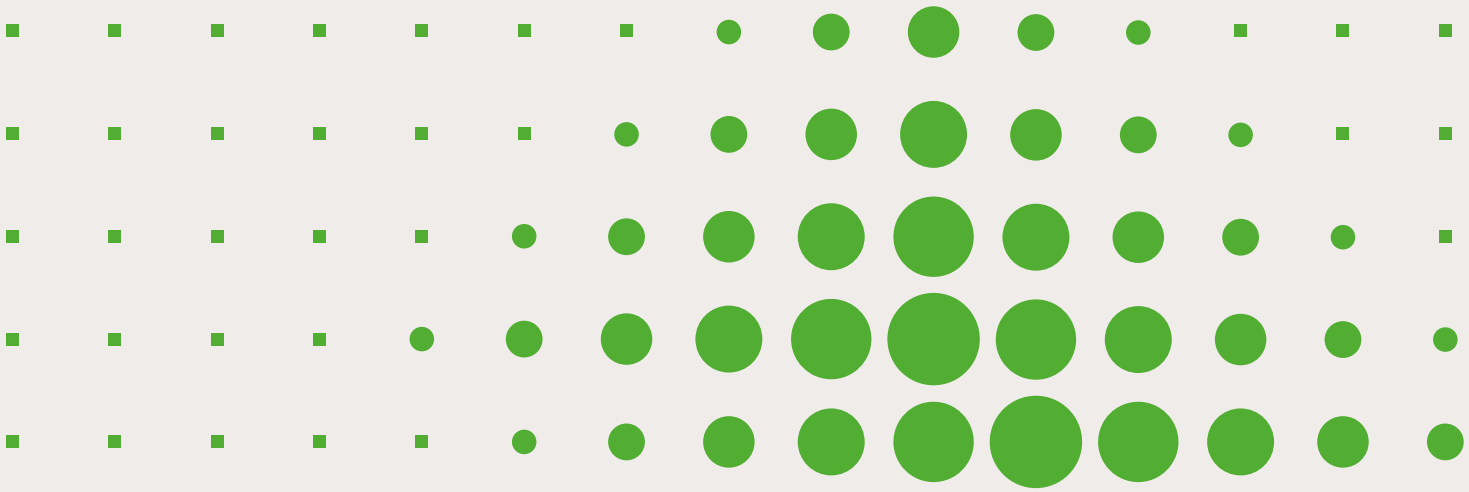
5) **Maak systeemkosten expliciet onderdeel van besluitvorming**

Zelfs onder gunstige aannames leiden bovenstaande keuzes rondom de inpassing van twee grote kerncentrales tot structureel hogere systeemkosten, oplopend tot honderden miljoenen euro's per jaar. Het is essentieel om deze kosten expliciet mee te nemen in de besluitvorming, en transparant af te wegen tegen alternatieven (zoals andere locaties of spreiding van capaciteit).

6) **Overweeg spreiding en schaalbaarheid in plaats van concentratie**

Het realiseren van meerdere grote eenheden op één locatie (bijvoorbeeld 3,2 GW geconcentreerd vermogen) vergroot de systeemdruk aanzienlijk. Een robuustere strategie is om in te zetten op kleinere eenheden (SMR's), en spreiding over meerdere locaties. Dit vergroot de inpasbaarheid in het energiesysteem.

[27] Hoewel bepaalde productiebronnen op momenten bijdragen aan lokale knelpunten, zijn ze nationaal gezien van belang om in de vraag naar elektriciteit te kunnen voorzien. Een nationale focus is daarom van belang.



TenneT TSO B.V.

Utrechtseweg 310, Arnhem
tennet.eu