Monitor Voorzieningszekerheid 2026

TenneT TSO B.V.
Versie: 3.0 (publiek) [10-6-2026]
C1 - Publieke informatie
DEN-26 - 014

DEN-MR-MA

Voorwoord

Dat de energietransitie ons elektriciteitssysteem in hoog tempo en ingrijpend verandert, merkt en ondervindt vrijwel iedereen. De komende jaren zorgt de geprognosticeerde elektrificatie van industrie, mobiliteit en gebouwde omgeving voor een snelgroeiende vraag naar elektriciteit. Tegelijkertijd verschuift de elektriciteitsproductie steeds verder naar duurzame bronnen, zoals zon en wind. Voor een duurzaam en onafhankelijk energiesysteem is dat een noodzakelijke ontwikkeling, maar het leidt ook tot serieuze uitdagingen voor de voorzieningszekerheid.

Deze Monitor Voorzieningszekerheid 2026, voorheen de Monitor Leveringszekerheid, maakt duidelijk dat de risico's op tekorten in het aanbod van elektriciteit ten opzichte van de vraag de komende jaren toenemen. Anders dan in de Monitor van vorig jaar zien we al richting 2028 in sommige van de gebruikte scenario's de eerste overschrijdingen van de Nederlandse norm voor voorzieningszekerheid. Vanaf 2030 ontstaat een groot risico op tekorten wat betekent dat er in een stijgend aantal uren niet aan alle vraag voldaan kan worden. In de jaren na 2030 nemen de verwachte tekorten snel verder toe. Daarmee wordt duidelijk dat de vraag niet is óf aanvullende maatregelen nodig zijn, maar hoe snel we die gezamenlijk kunnen implementeren.

De Nederlandse netbeheerders investeren de komende jaren gezamenlijk gemiddeld ruim 15 miljard euro per jaar in de elektriciteitsnetten op alle spanningsniveaus. Die investeringen zijn noodzakelijk om de energietransitie mogelijk te maken, maar netuitbreidingen gaan niet over het waarborgen van de voorzieningszekerheid op lange termijn. Er moet ook genoeg elektriciteit worden geproduceerd om op alle uren van het jaar te kunnen transporteren om aan de elektriciteitsvraag te voldoen.

De scenario analyses van TenneT laten al een aantal jaar zien dat niet alleen de groei van de elektriciteitsvraag bepalend is, maar dat ook de beschikbaarheid van voldoende regelbaar vermogen in Nederland én in de landen om ons heen belangrijke factoren zijn. Tijdens situaties van schaarste neemt onze afhankelijkheid van import fors toe, terwijl tegelijkertijd ook buurlanden met vergelijkbare risico's te maken krijgen. Voorzieningszekerheid is duidelijk niet uitsluitend een nationale opgave, maar nadrukkelijk een gezamenlijke Europese verantwoordelijkheid. Een opgave waarin we bij voorkeur samen met de buurlanden optrekken om zo tot efficiënte oplossingen te komen die passen in de bredere Europese elektriciteitsmarkt.

De conclusies van deze monitor vragen om tijdige en concrete keuzes. Het advies van voorgaande jaren om serieus het implementeren van een capaciteitsmechanisme te onderzoeken is door het ministerie van Klimaat en Groene Groei goed opgepakt. TenneT adviseert dit jaar dat in de winter van 2029 - 2030 een vorm van capaciteitsmechanisme geïmplementeerd zou moeten zijn om te voorkomen dat bestaand regelbaar vermogen te snel verdwijnt en om tegelijkertijd ruimte te creëren om tijdig nieuwe capaciteit beschikbaar te krijgen.

Daarnaast is het belangrijk om vraagrespons actief onderdeel te maken van de oplossing. Bedrijven en grootverbruikers kunnen met flexibel elektriciteitsgebruik actief bijdragen aan de voorzieningszekerheid in het systeem. Door vraagrespons volwaardig mee te laten doen in een capaciteitsmechanisme, wordt die bijdrage beter benut en beloond.

Tot slot vraagt de toenemende afhankelijkheid tussen landen om nauwere Europese samenwerking. Landen moeten transparant afstemmen welke maatregelen zij nemen om hun voorzieningszekerheid op orde te houden. Tegelijkertijd is een fundamentele politieke vraag hoeveel afhankelijkheid van buitenlandse capaciteit voor elektriciteitsproductie Nederland acceptabel vindt.

Maarten Abbenhuis
Chief Operating Officer, TenneT

Samenvatting en advies

Samenvatting

In de Monitor Voorzieningszekerheid (monitor, MVZ) wordt door TenneT jaarlijks de voorzieningszekerheid van elektriciteit in Nederland onderzocht. Deze editie geeft inzicht in de verwachte ontwikkeling van de voorzieningszekerheid in Nederland tot en met 2035, op basis van scenario's voor zichtjaren 2028, 2030, 2033 en 2035.

Het doel van dit rapport is om te monitoren in welke mate de verwachte productiecapaciteit, opslag, import en vraagrespons in de toekomst in staat zullen zijn om aan de totale Nederlandse elektriciteitsvraag te kunnen voldoen. Het rapport geeft op basis van de resultaten advies over of maatregelen nodig zijn om de voorzieningszekerheid te waarborgen. Het is daarmee een belangrijk onderdeel van een weloverwogen beleidskeuze.

Jaar	Loss of Load Expectation [uur per jaar]		Expected Energy Not Served [GWh per jaar]	
	Hoge elektriciteitsvraag	Lage elektriciteitsvraag	Hoge elektriciteitsvraag	Lage elektriciteitsvraag
2028	4,5	0,7	2,0	0,3
2030	10,8	7,2	13,4	8,0
2033	31,1	18,9	44,7	18,4
2035	46,0	37,3	78,1	50,8

De Monitor Voorzieningszekerheid 2026 laat zien dat de risico's voor de voorzieningszekerheid van het Nederlandse elektriciteitssysteem in de periode tot en met 2035 aanzienlijk toenemen. In alle beschouwde scenario's wordt de Nederlandse voorzieningszekerheidsnorm van gemiddeld maximaal 4 uur tekort per jaar vanaf 2030 overschreden. In 2028 is de overschrijding van de norm, die een maximum van 4 uur aan tekorten per jaar bedraagt, afhankelijk van de aangenomen elektriciteitsvraag, met LOLE-waarden tussen 0,7 en 4,5 uur per jaar. Vanaf 2030 ontstaat met een grotere mate van zekerheid een structurele overschrijding van de norm. Na 2030 nemen de verwachte tekorten snel toe, met LOLE-waarden die in 2035 oplopen naar 37 tot 46 uur per jaar, en een bijbehorende EENS tot bijna 80 GWh per jaar.

De verslechtering van de voorzieningszekerheid wordt vooral veroorzaakt door de combinatie van een sterk groeiende elektriciteitsvraag door elektrificatie en een verdere afname van het regelbaar productievermogen in binnen- en buitenland. Hoewel de productie uit zon en wind sterk blijft groeien en flexibiliteitsopties zoals batterijen en vraagrespons toenemen, blijken deze ontwikkelingen in de beschouwde scenario's onvoldoende om de terugloop van thermisch vermogen en de stijgende elektriciteitsvraag te compenseren. Batterijen en vraagrespons leveren weliswaar een toenemende bijdrage, maar blijven in omvang beperkt tijdens langdurige tekortsituaties.

De analyse laat daarnaast zien dat het niveau van de Nederlandse voorzieningszekerheid sterk beïnvloed wordt door ontwikkelingen in het buitenland. Tijdens tekorten neemt de bijdrage van import toe van circa 1 GW in 2028 tot bijna 9 GW in 2035. Andersom zien we in de analyses ook flinke tekorten in onze omringende landen zoals België, Duitsland en Denemarken, waarbij deze landen aanspraak maken op Nederlandse productiecapaciteit voor hun voorzieningszekerheid. Er is dus een grote wederzijdse afhankelijkheid tussen landen. Gevoeligheidsanalyses tonen aan dat een lagere buitenlandse elektriciteitsvraaggroei of verbetering van het regelbaar productievermogen in het buitenland de voorzieningszekerheid voor Nederland aanzienlijk zou kunnen verbeteren.

In deze editie van de monitor zijn nieuwe aanvullende *missing capacity* analyses gedaan van de hoeveelheid *firm* capaciteit die (ongeveer) nodig zou zijn om aan het systeem toe te voegen en zo de voorzieningszekerheid terug te brengen tot onder de voorzieningszekerheidsnorm van 4 uur per jaar. In deze analyses is te zien dat de aannames voor het buitenland, en dan met name of de andere landen met tekorten wel of geen maatregelen zullen treffen die hun tekort terugdringen, een aanzienlijk verschil maken in de hoeveelheid benodigde capaciteit die in Nederland gerealiseerd zou moeten worden om het voorzieningszekerheidsniveau terug te brengen tot de norm. Indien alleen in Nederland capaciteit wordt bijgebouwd, is vele malen meer capaciteit nodig dan wanneer elk land met een voorzieningszekerheidsprobleem effectieve maatregelen treft.

Het is duidelijk dat de situatie, ongeacht de snelheid van de groei van de elektriciteitsvraag, op termijn niet houdbaar is. Daarbij zal Nederland individueel maatregelen moeten treffen. Nog effectiever is het als alle relevante landen maatregelen afstemmen voor het aanpakken van toekomstige voorzieningszekerheidsrisico's.

Advies

Deze monitor bevestigt de risico's voor de voorzieningszekerheid vanaf 2030 die ook al in eerdere edities van de monitor zijn waargenomen. Daarnaast laten de resultaten in deze monitor zien dat de risico's eerder in de tijd optreden en in grootte toenemen. Het is daarom essentieel om snel actie te nemen zodat tijdig voldoende flexibiliteit en regelbaar vermogen aan de vraag- en aanbodzijde wordt gerealiseerd en zo de voorzieningszekerheid kan worden gewaarborgd.

Advies 1: Start met de implementatie van een capaciteitsmechanisme

Op basis van de hoge voorzieningszekerheidsrisico's die worden aangetoond in deze monitor, adviseert TenneT om te starten met de implementatie van een capaciteitsmechanisme in Nederland. TenneT raadt aan om een spoedige keuze te maken voor een van de opties die afgelopen jaar zijn onderzocht door Guidehouse en Frontier Economics in opdracht van het Ministerie van Economische Zaken en Klimaat (Rijksoverheid, Guidehouse & Frontier Economics, 2026). Deze opties zijn: een marktbreed capaciteitsmechanisme, een strategische reserve of een combinatie daarvan. Ieder van deze opties kan technisch voldoende ondersteuning bieden voor voldoende regelbaar vermogen in Nederland om de voorzieningszekerheid te waarborgen.

Gegeven de vastgestelde risico's vanaf 2030 adviseert TenneT ernaar te streven dat Nederland een capaciteitsmechanisme operationeel heeft vanaf de winter 2029 - 2030. Dit omdat de winterperiode de kritieke periode is waarin het vermogen beschikbaar moet zijn. Om dit ambitieuze tijdspad te realiseren adviseert TenneT een pragmatische aanpak door te kijken naar ervaringen uit andere EU-landen waarin al capaciteitsmechanismen operationeel zijn en hierbij te zoeken naar partners bij buurlanden om samenwerking in de organisatie en het beheer van een capaciteitsmechanisme te verkennen.

Om over te kunnen gaan tot de implementatie van een capaciteitsmechanisme, in welke vorm dan ook, moet de Nederlandse overheid een officiële standaard vaststellen voor de Nederlandse voorzieningszekerheid in lijn met de relevante Europese regelgeving. Dit is een belangrijke stap in het proces omdat dit nodig is om een officieel voorzieningszekerheidsprobleem vast te stellen en Europese goedkeuring te krijgen voor implementatie van een mechanisme. De huidige voorzieningszekerheidsnorm van 4 uur per jaar is niet vastgesteld volgens de Europese richtlijnen hierover en moet nog worden bevestigd of aangepast.

Anticiperend op een besluit van het Ministerie van Economische Zaken en Klimaat voor implementatie van een capaciteitsmechanisme, in lijn met het coalitieakkoord van de huidige regering, is TenneT gestart met de voorbereidingen op een rol bij de implementatie en uitvoering van dit mechanisme. TenneT verleent haar volledige medewerking ter ondersteuning van dit traject.

Advies 2: Zet in op expliciete deelname van vraagrespons in een capaciteitsmechanisme

TenneT acht het, met het oog op het zekerstellen van een concrete bijdrage van vraagrespons ten behoeve van voorzieningszekerheid, vooral effectief om vraagrespons expliciet deel te laten nemen aan het te implementeren capaciteitsmechanisme. Zo wordt de bijdrage van vraagrespons aan voorzieningszekerheid expliciet zichtbaar en kan het financieel worden gewaardeerd.

Advies 3: Volg actief ontwikkelingen in de buurlanden en zoek aansluiting bij buurlanden die al een capaciteitsmechanisme hebben of overwegen

TenneT adviseert om de ontwikkelingen in buurlanden en hun nationale beleidsvoornemens, die de beschikbaarheid van regelbaar thermisch vermogen kunnen beïnvloeden, nauwlettend te volgen en waar mogelijk besluiten over ingrijpen in de energiemix en aanpassingen in het marktmodel tussen landen af te stemmen. Deze afstemming is nodig om te zorgen dat alle landen met verwachte voorzieningszekerheidsproblemen hun verantwoordelijkheid nemen voor het waarborgen van de voorzieningszekerheid.

Tot slot adviseert TenneT om bij het ontwerp van een capaciteitsmechanisme nadrukkelijk aansluiting te zoeken bij andere EU-landen die al een capaciteitsmechanisme operationeel hebben of voornemens zijn maatregelen te implementeren. Een zo goed mogelijke aansluiting van capaciteitsmechanismen leidt tot snellere implementatie, betere vergelijkbaarheid en biedt mogelijkheden tot internationale harmonisatie. Bij de keuze voor de implementatie van een marktbreed capaciteitsmechanisme kan zo ook de basis worden gelegd voor efficiënte wederzijdse deelname van capaciteit van buiten de eigen biedzone, ook wel cross-border participatie genoemd.

Summary and advice

Summary

In the Monitor Voorzieningszekerheid (monitor, MVZ), TenneT annually assesses the resource adequacy of the electricity system in the Netherlands. This edition provides insight into the expected development of resource adequacy in the Netherlands up to and including 2035, based on scenarios for the target years 2028, 2030, 2033, and 2035.

The purpose of this report is to monitor to what extent the expected generation capacity, storage, imports, and demand response will be able to meet total Dutch electricity demand in the future. Based on the results, the report provides advice on whether measures are required to safeguard resource adequacy. As such, it forms an important basis for well-informed policy decisions.

Year	Loss of Load Expectation [hours per year]		Expected Energy Not Served [GWh per year]	
	High electricity demand	Low electricity demand	High electricity demand	Low electricity demand
2028	4.5	0.7	2.0	0.3
2030	10.8	7.2	13.4	8.0
2033	31.1	18.9	44.7	18.4
2035	46.0	37.3	78.1	50.8

The Monitor Voorzieningszekerheid 2026 shows that the risks to the adequacy of the Dutch electricity system increase significantly over the period up to 2035. In all scenarios considered, the Dutch reliability standard of an average maximum shortage duration of 4 hours per year is exceeded from 2030 onwards. In 2028, exceedance of the standard, set at a maximum of 4 hours of shortages per year, depends on the assumed electricity demand, with LOLE values ranging between 0.7 and 4.5 hours per year. From 2030 onwards, a structural exceedance of the standard emerges with a higher level of certainty. After 2030, expected shortages increase rapidly, with LOLE values rising to between 37 and 46 hours per year by 2035, and a corresponding EENS of up to nearly 80 GWh per year.

The deterioration of resource adequacy is mainly driven by the combination of strongly increasing electricity demand due to electrification and a further decline in dispatchable generation capacity both domestically and abroad. Although generation from solar and wind continues to grow significantly and flexibility options such as batteries and demand response also increase, these developments are insufficient in the scenarios considered to compensate for the decline in thermal capacity and the rising electricity demand. Batteries and demand response do contribute increasingly but remain limited in scale during prolonged shortage situations.

The analysis also shows that the level of Dutch resource adequacy becomes highly dependent on foreign countries. During shortages, the contribution of imports increases from approximately 1 GW in 2028 to nearly 9 GW in 2035. Conversely, the analyses also show substantial shortages in neighbouring countries such as Belgium, Germany, and Denmark, with these countries relying on Dutch generation capacity for their own resource adequacy. This results in strong mutual interdependence between countries. Sensitivity analyses indicate that lower growth in foreign electricity demand or improvements in dispatchable generation capacity abroad could significantly improve resource adequacy for the Netherlands.

In this edition of the monitor, new missing capacity analyses have been conducted to estimate the amount of firm capacity that would (approximately) need to be added to the system to bring resource adequacy back to the reliability standard of 4 hours per year. These analyses show that assumptions regarding foreign countries, particularly whether other countries facing shortages will take measures to reduce them, have a significant impact on the amount of capacity that would need to be realised in the Netherlands to restore resource adequacy to the standard. If capacity is expanded only in the Netherlands, substantially more capacity is required than in a situation where each country with resource adequacy issues takes effective measures.

It is clear that, regardless of the speed of electricity demand growth, the situation is not sustainable in the long term. The Netherlands will need to take individual measures. However, it is more effective if all relevant countries coordinate measures to address future resource adequacy risks.

Advice

This monitor confirms the risks to resource adequacy from 2030 onwards that were already identified in earlier editions of the monitor. In addition, the results show that these risks occur earlier and increase in magnitude. It is therefore essential to act quickly in order to ensure that sufficient flexibility and dispatchable capacity on both the demand and supply side are realised in time, thereby safeguarding resource adequacy.

Advice 1: Initiate the implementation of a capacity mechanism

Based on the high resource adequacy risks identified in this monitor, TenneT recommends initiating the implementation of a capacity mechanism in the Netherlands. TenneT advises making a prompt decision on one of the options that were examined over the past year by Guidehouse and Frontier Economics, commissioned by the Ministry of Economic Affairs and Climate (Rijksoverheid, Guidehouse & Frontier Economics, 2026). These options are a market-wide capacity mechanism, a strategic reserve, or a combination of both. Each of these options can technically provide sufficient support in terms of dispatchable capacity in the Netherlands to safeguard resource adequacy.

Given the identified risks from 2030 onwards, TenneT recommends aiming to have a capacity mechanism operational in the Netherlands by the winter of 2029 – 2030, as the winter period represents the critical period during which capacity must be available. To achieve this ambitious timeline, TenneT recommends a pragmatic approach by drawing on experiences from other EU countries where capacity mechanisms are already operational, and by seeking partnerships with neighbouring countries to explore cooperation in the organisation and management of such a mechanism.

To proceed with the implementation of a capacity mechanism, in any form, the Dutch government must establish an official reliability standard for resource adequacy in line with relevant European regulations. This is an important step in the process, as it is required to formally determine a resource adequacy problem and to obtain European approval for the implementation of a mechanism. The current reliability standard of 4 hours per year has not been established in accordance with European guidelines and still needs to be confirmed or revised

In anticipation of a decision by the Ministry of Economic Affairs and Climate on the implementation of a capacity mechanism, in line with the current government coalition agreement, TenneT has started preparations for a role in the implementation and operation of this mechanism. TenneT will fully support this process.

Advice 2: Enable explicit participation of demand response in a capacity mechanism

TenneT considers it effective, with a view to securing a concrete contribution from demand response to resource adequacy, to allow demand response to explicitly participate in the capacity mechanism to be implemented. This ensures that the contribution of demand response to resource adequacy becomes clearly visible and can be financially valued.

Advice 3: Actively monitor developments in neighbouring countries and align with those that have or are considering a capacity mechanism

TenneT recommends closely monitoring developments in neighbouring countries and their national policy intentions that may affect the availability of dispatchable thermal capacity. Where possible, decisions regarding interventions in the energy mix and adjustments to the market model should be coordinated between countries. Such coordination is necessary to ensure that all countries facing expected resource adequacy issues take responsibility for safeguarding resource adequacy.

Finally, TenneT recommends explicitly aligning the design of a capacity mechanism with other EU countries that already have operational mechanisms or are planning to implement such measures. Close alignment of capacity mechanisms enables faster implementation, improves comparability, and provides opportunities for international harmonisation. In the case of a market-wide capacity mechanism, this also lays the foundation for efficient mutual participation of capacity from outside the domestic bidding zone, also referred to as cross-border participation.

Inhoudsopgave

1 Inleiding 10
2 Proces Monitor Voorzieningszekerheid 12
3 Scenario's 15
3.1 Verhaallijn 16
3.2 Ontwikkelingen vraag 17
3.3 Ontwikkelingen aanbod 19
3.4 Ontwikkelingen flexibiliteit 23
3.5 Gevoeligheid lage buitenlandse vraag in 2030 25

4 Resultaten 27
4.1 Resultaten voorzieningszekerheidsanalyse 28
4.2 Resultaten economische levensvatbaarheidsanalyse 41
4.3 Discussie en synthese voorzieningszekerheidsrisico's 48

5 Conclusies en advies 51
5.1 Conclusies 52
5.2 Advies 52

Bijlage 1 Methodiek voorzieningszekerheidsanalyse 55

Bijlage 2 Methodiek economische levensvatbaarheidsanalyse 63

Bijlage 3 Scenario details 79

Bronnen 91

1 Inleiding

In de Monitor Voorzieningszekerheid (monitor, MVZ) wordt door TenneT jaarlijks de voorzieningszekerheid van elektriciteit in Nederland onderzocht.[1] Deze editie geeft inzicht in de verwachte ontwikkeling van de voorzieningszekerheid in Nederland tot en met 2035, op basis van scenario's voor zichtjaren 2028, 2030, 2033 en 2035.

Deze editie is hernoemd van Monitor Leveringszekerheid naar Monitor Voorzieningszekerheid. Voor verdere uitleg zie het tekstblok over de wijziging van de titel en de in dit rapport gebruikte terminologie.

Het doel van dit rapport is om te monitoren in welke mate de verwachte productiecapaciteit, opslag, import en vraagrespons in de toekomst in staat zullen zijn om aan de totale Nederlandse elektriciteitsvraag te kunnen voldoen. Het rapport geeft op basis van de resultaten advies over of maatregelen nodig zijn om de voorzieningszekerheid te waarborgen. Het is daarmee een belangrijk onderdeel van een weloverwogen beleidskeuze rondom voorzieningszekerheid.

De monitor is een scenariostudie. De gebruikte scenario's zijn opgebouwd aan de hand van verschillende bronnen. Voor Nederland worden scenario's opgebouwd op basis van de laatste inzichten zoals die eind 2025 bij TenneT beschikbaar waren, zoals een uitvraag bij marktpartijen en gegevens over aansluitingen en aansluitaanvragen. Verder wordt gebruik gemaakt van de scenario's die in samenwerking met Netbeheer Nederland zijn opgesteld. Hoofdstuk 3 beschrijft uitgebreid welke aannames in dit rapport zijn gebruikt, met een uitgebreidere numerieke verklaring in bijlage 3.

1 TenneT voert vanuit haar marktfaciliteringstaak jaarlijks een monitoring van de lange termijn voorzieningszekerheid uit. De monitor en de daarvoor benodigde gegevensvergaring wordt uitgevoerd op grond van artikel 5.13, eerste en derde lid, van de Energiewet, waarbij de monitoring van de leverings- en voorzieningszekerheid door het ministerie is toegewezen aan TenneT ('de Transmissiesysteembeheerder' in de energiewet) (Rijksoverheid, 2026b). Verder wordt deze taak beschreven in de Europese Elektriciteitsverordening (Europese Unie, 2019). De energiewet vervangt de elektriciteitswet 1998 vanaf 1 januari 2026, de verantwoordelijkheden voor TenneT blijven hierin onveranderd.

Voor het buitenland start de monitor met de scenario's uit de European Resource Adequacy Assessment (ERAA) 2025 (ENTSO-E, 2025). De ERAA is een jaarlijkse studie naar de Europese voorzieningszekerheid, die TenneT uitvoert in samenwerking met de andere Europese netbeheerders in ENTSO-E verband, het Europese samenwerkingsverband van hoogspanningsnetbeheerders.

Op basis van deze scenariogegevens worden berekeningen gemaakt om inzicht te krijgen in de verwachte situatie op de elektriciteitsmarkt in de genoemde zichtjaren. Hierbij is het belangrijk te melden dat er een grote mate van onzekerheid is ten aanzien van de toekomstige ontwikkelingen. Zeker gezien de huidige energietransitie waarin er tegelijkertijd grote vaart gemaakt wordt met elektrificatie, maar er ook complexe problemen bestaan om beleidsdoelen tijdig te bereiken, zoals congestie en wisselende ondersteunende maatregelen. In dit rapport wordt daarom naar een bandbreedte gekeken voor de ontwikkeling van de Nederlandse elektriciteitsvraag om voorzieningszekerheidsrisico's behorend bij potentiële ontwikkelingen binnen het elektriciteitssysteem in te kunnen schatten. Deze bandbreedte bestaat uit een snellere en tragere ontwikkeling van de Nederlandse elektriciteitsvraag voor alle zichtjaren. Daarnaast wordt in een gevoeligheidsanalyse bekeken wat het effect is van een lagere vraagontwikkelingen voor heel Europa in zichtjaren 2030, 2033 en 2035. Alle scenario's worden doorgerekend voor een veelvoud aan situaties voor mogelijke uitval van productie-eenheden en interconnectiecapaciteit en voor verschillende weerscondities.

Het rapport bestaat uit vier onderdelen. Hoofdstuk 2 bespreekt het proces van de monitor en vat de methodiek samen. Hoofdstuk 3 licht de scenario's toe die zijn gebruikt in de doorrekeningen. Hoofdstuk 4 geeft een overzicht van de resultaten rondom voorzieningszekerheid en de economische levensvatbaarheidsanalyse. Aan de hand van deze analyses geeft hoofdstuk 5 de hoofdconclusies en wordt het advies aan het Ministerie van Economische Zaken en Klimaat gegeven met betrekking tot de vraag of en zo ja welke maatregelen getroffen zouden kunnen worden ten behoeve van het waarborgen van voorzieningszekerheid.

Van 'leveringszekerheid' naar 'voorzieningszekerheid'

De Monitor Voorzieningszekerheid bestudeert de **voorzieningszekerheid** van elektriciteit. Dit is een naamwijziging ten opzichte van de vorige edities van dit rapport. De inhoud en afbakening van dit rapport blijft verder ongewijzigd. Deze keuze is gemaakt om in overeenstemming te blijven met andere relevante publicaties, regelgeving en beleidsmaatregelen die hetzelfde onderwerp betreffen. De term voorzienings zekerheid wordt inmiddels breder gebruikt dan leveringszekerheid. De Monitor Leveringszekerheid was daar tot voor kort de uitzondering op.

Met de term voorzieningszekerheid wordt in dit rapport verwezen naar de mogelijkheid van het elektriciteitssysteem om aan de vraag te voldoen, door middel van productiecapaciteit, beschikbaarheid van weersafhankelijke bronnen, import, vraagrespons en andere bronnen van flexibiliteit. Er wordt niet expliciet gekeken naar de risico's van brandstof tekorten voor elektriciteitsproductie. Ook wordt in de monitor niet gekeken naar congestie op het Nederlandse elektriciteitsnet en andere mogelijke systeemproblemen in het elektriciteitsnet.

In het Engels wordt voor deze zelfde afbakening van voorzieningszekerheid de term Resource Adequacy gebruikt. System adequacy is in de Engelse terminologie het bredere concept, waarbij ook bijvoorbeeld transportcapaciteit van het netwerk meegenomen kan worden. In het Nederlands is deze terminologie wat minder goed afgebakend.

De Nederlandse versies van Europese verordeningen spreken over de **toereikendheid van de elektriciteitsvoorziening** (Europese Unie). Nederlandse wetgeving spreekt zowel over **leveringszekerheid** en **voorzieningszekerheid**, maar deze worden niet verder onderling gedefinieerd.

ACM en het ministerie van Economische Zaken en Klimaat gebruiken ook de term **voorzieningszekerheid** waar het gaat over hetzelfde onderwerp en maatregelen die risico's adresseren zoals bedoeld in dit rapport. Om duidelijk te maken dat dit hetzelfde onderwerp betreft is dit rapport van titel veranderd en wordt consequent dezelfde terminologie gebruikt. Voorzieningszekerheid valt in deze terminologie net als transmissiezekerheid en systeemstabiliteit onder het bredere concept leveringszekerheid.

2 Proces Monitor Voorzieningszekerheid

De Monitor Voorzieningszekerheid wordt uitgevoerd aan de hand van een vast proces. In het kort bestaat het proces uit de volgende stappen:

1. Het opstellen van scenario's op basis van gegevens en prognoses van de bij TenneT aangesloten partijen en overige bronnen.
2. Het uitvoeren van simulaties van de Europese elektriciteitsmarkt op basis van deze scenario's.
3. Het analyseren van indicatoren op basis van de resultaten voor voorzieningszekerheid uit de marktsimulaties.
4. Het analyseren van de economische levensvatbaarheid van regelbaar vermogen in de economische levensvatbaarheidsanalyse.
5. Het opstellen van conclusies en advies op basis van deze resultaten.

Hieronder worden de verschillende processtappen kort toegelicht. Een aantal onderdelen worden in meer detail besproken in bijlage 1.

Het proces van de monitor start met het opstellen van scenario's rondom de ontwikkeling van de vraag naar en het aanbod van elektriciteit. Hiervoor wordt als basis gebruik gemaakt van de toekomstscenario's die zijn opgesteld in samenwerking met alle Nederlandse netbeheerders binnen Netbeheer Nederland. Daarop maakt TenneT aanvullende aannames voor de scenario's aan de hand van een actuele gegevensuitvraag onder aangesloten partijen over de inzet van bestaande elektriciteitsproductiemiddelen, verbruiks- en opslaginstallaties, en over de toekomstplannen voor deze en eventuele nieuw geplande eenheden. Dit wordt aangevuld met TenneT's eigen inzichten rondom de ontwikkeling van vraag en aanbod en bijvoorbeeld gegevens over aansluitaanvragen die bij TenneT bekend zijn.

Voor de ontwikkelingen rondom de vraag naar en het aanbod van elektriciteit in het buitenland wordt gebruik gemaakt van scenario's uit de European Resource Adequacy Assessment (ERAA) 2025. Dit is het jaarlijkse onderzoek dat door ENTSO-E gedaan wordt naar de risico's voor voorzieningszekerheid binnen de EU en een aantal EU-buurlanden. De scenario's van de ERAA komen tot stand op basis van gegevens die door de individuele Transmission System Operators (Hoogspanningsnetbeheerders, TSO's) worden aangeleverd voor het eigen marktgebied. Deze scenario's worden vervolgens binnen de ERAA verrijkt aan de hand van een *Economic Viability Assessment* (EVA). Met deze EVA worden investeringen en desinvesteringen in productiecapaciteit, vraagresponscapaciteit en batterijen gesimuleerd. Het doel van de EVA is om een realistischer beeld te vormen van de mate waarin capaciteit bijgebouwd en uit bedrijf genomen zou worden zonder verdere maatregelen. Voor het Nederlandse systeem worden de door de EVA gegenereerde gegevens niet gebruikt, deze worden alleen op het buitenland toegepast omdat wij de datakwaliteit van onze eigen gegevens betrouwbaarder achten voor Nederland.[2] Zie voor details over de ERAA scenario's, methodiek of resultaten de ERAA documentatie (ENTSO-E, 2025).

De opgestelde scenario's worden vervolgens doorgerekend aan de hand van simulaties van de Europese stroommarkt. In deze marktsimulaties wordt de elektriciteitsproductie, elektriciteitsvraag, elektriciteitsopslag, elektriciteitsconversie en de uitwisseling van elektriciteit tussen de landen geoptimaliseerd voor alle uren van een jaar voor heel Europa.[3] Dit is een simplificatie van de daadwerkelijke combinatie van verschillende markten. Deze jaarrondberekeningen worden aan de hand van steekproeven herhaald voor een set van 36 toekomstige weerscenario's en 10 willekeurige scenario's voor uitval van eenheden en uitwisselingscapaciteit omdat dit belangrijke bronnen van onzekerheid zijn. Deze veelheid aan scenario's vergroot de robuustheid van de voorzieningszekerheidsindicatoren en geeft een spreiding weer in deze resultaten over die onzekerheden. Voor meer informatie over deze steekproeven, weerscenario's, uitvalsscenario's en de voorzieningszekerheidsindicatoren zie bijlage 1.1 - 1.3.

Op basis van de simulaties worden de *Loss-of-Load Expectation* (LOLE) en *Expected Energy Not Served* (EENS) bepaald. Dit zijn de belangrijkste indicatoren voor voorzieningszekerheid en zijn een maat voor de risico's op tekorten. Aan de hand van de LOLE-indicator wordt bekeken of het systeem aan de voorzieningszekerheidsnorm voldoet. Deze LOLE-norm bedraagt in Nederland op het moment 4 uur, wat wil zeggen dat maximaal 4 uur aan tekorten per jaar toelaatbaar wordt geacht gemiddeld over alle uitval en weerscenario's.[4] In deze editie van de monitor wordt gerekend met een bandbreedte voor de elektriciteitsvraag, de LOLE en EENS resultaten worden daarom ook gerepresenteerd als bandbreedte. Daarnaast wordt een analyse uitgevoerd om te bepalen in welke omstandigheden de voorzieningszekerheidsrisico's het grootst zijn en wordt aan de hand van andere indicatoren, zoals een vernieuwde *missing capacity* analyse, meer diepte gegeven aan de resultaten (zie ook bijlage 1.3, 1.4 en 1.7).

2 Binnen de TenneT scenario's worden de resultaten van deze analyse niet op Nederland toegepast. Aan de hand van de uitvragen heeft TenneT een vrij goed beeld van de ontwikkeling van het Nederlandse conventionele productiepark. ERAA EVA resultaten komen daarbij niet altijd overeen met daadwerkelijke verwachtingen voor Nederland. Voor het buitenland is dit echter de beste informatie die voor TenneT beschikbaar is. Verder houdt dit de monitor zo consistent als mogelijk met de ERAA.

3 In de marktsimulaties wordt de markt gelijktijdig geoptimaliseerd voor Nederland, de rest van Europa en een aantal daaraan grenzende landen. In totaal worden ongeveer 60 biedzones (in de meeste gevallen samenvallend met landsgrenzen) meegenomen.

4 De norm van 4 uur per jaar is nog geen formeel goedgekeurde LOLE norm, daarvoor moet deze norm aan de hand van een vaste methodologie worden vastgesteld. Hiervoor dienen een officiële Value of Lost Load (VoLL) en Cost of New Energy (CoNE) als basis. Wanneer een Europese overheid op basis van een voorzieningszekerheidsanalyse maatregelen wil invoeren, moet een officiële voorzieningszekerheidsstandaard zijn vastgesteld, zie hiervoor (Europese Unie, 2019).

De hierboven beschreven voorzieningszekerheidsanalyse wordt aangevuld met een economische levensvatbaarheidsanalyse waarin de economische levensvatbaarheid van regelbaar vermogen in Nederland wordt getoetst. Wanneer het aangenomen regelbare vermogen in de scenario's niet economisch levensvatbaar blijkt te zijn, bestaat er een aanvullend risico voor de voorzieningszekerheid. Het kan hierdoor namelijk zo zijn dat regelbaar vermogen op termijn uit bedrijf genomen zal worden, wat verdere druk kan zetten op de voorzieningszekerheid. Zie voor de methodiek van de economische levensvatbaarheidsanalyse bijlage 2.

Op basis van de resultaten van de analyses wordt een advies opgesteld voor het Ministerie van Economische Zaken en Klimaat (EZK) ten aanzien van eventuele maatregelen om additionele maatregelen te treffen voor de voorzieningszekerheid wanneer voorzieningszekerheidsrisico's worden aangetoond.

Zoals iedere editie van de monitor, zijn ook dit jaar een aantal verbeteringen en wijzigingen toegepast in de methodiek. In deze editie wordt voor het eerst de zogenaamde missing capacity berekend op basis van het gehele Europese systeem voor een beperkt aantal scenario's. Ten tweede wordt in het rapport beter gekeken naar de mate van onzekerheid veroorzaakt door een beperkte selectie aan weerscenario's en het effect daarvan op de LOLE en EENS. Deze onderwerpen worden besproken in bijlage 1.

3 Scenario's

Scenario's gebruikt in eerdere edities van de monitor hadden als belangrijk uitgangspunt dat ze voldeden aan Europese emissiereductiedoelstellingen. Het welbekende doel van de Europese klimaatwet is een klimaatneutraal Europa in 2050 (Europese Unie, 2021). Op weg hiernaartoe zijn ambitieuze doelstellingen voor 2030 en 2040 geformuleerd, met tenminste 55% reductie in 2030 t.o.v. het emissieniveau in 1990 (Europese Commissie, 2021), en 90% reductie t.o.v. 1990 in 2040 (Europese Unie, 2021).

In deze monitor worden de emissiereductiedoelstellingen voor het eerst losgelaten als bepalende factor voor het samenstellen van de scenario's. De energietransitie verloopt simpelweg niet zo snel als dat nodig is om de doelstellingen te bereiken (zie bijvoorbeeld PBL (2025)). Dit geldt voor de andere landen in Europa net zo goed als voor Nederland. Voor de ERAA was het behalen van deze emissiedoelstellingen vooralsnog wel een criterium voor de door TSOs aan te leveren scenariogegevens tot en met de ERAA 2026. Vanaf de 2027 editie van de ERAA zal ook daarin meer focus komen te liggen op de huidige trends en projecties dan het halen van klimaatdoelstellingen (ENTSO-E, 2025).[6] In voorbereiding hierop is voor deze monitor al de keuze gemaakt om de gebruikte scenario's meer op trends en projecties te baseren. Netbeheer Nederland heeft recent voor het eerst scenario's gepubliceerd die niet per definitie voldoen aan de klimaatdoelstellingen, maar een waarschijnlijker pad tot 2035 schetsen (Netbeheer Nederland, 2026): het zogenaamde Verkenning Vertraagde Transitie scenario.[7] Dit scenario is in lijn met de toekomstige Europese richtlijnen voor voorzieningszekerheidsstudies en dient daarom als basis voor de scenario's die in deze monitor zijn gebruikt.[8]

Voor het buitenland worden zoals gewoonlijk gegevens overgenomen uit de laatste European Resource Adequacy Assessment (ERAA), de ERAA 2025 (ENTSO-E, 2025). In de ERAA 2025 zijn de zichtjaren 2028, 2030, 2033 en 2035 onderzocht. Deze monitor kijkt naar dezelfde zichtjaren, één meer dan in de laatste monitor. De laatste edities van de monitor hebben laten zien dat de trend is dat de LOLE-betrouwbaarheidsnorm ergens in deze zichtperiode wordt overschreden. De scenariogegevens uit de ERAA voor het buitenland volgen nog niet de genoemde toekomstige richtlijnen en gaan nog uit van het behalen van de emissiereductiedoelstellingen.

In de in 2025 door ENTSO-E gepubliceerde conceptversie van de ERAA 2025 is voor het eerst gebruik gemaakt van twee parallelle EVA-scenario's. Deze scenario's leiden tot verschillende resultaten wat betreft het nieuwe en behouden opgestelde vermogen en het daarmee totale beschikbare productie- en flexibiliteitsvermogen. Deze scenario's zijn binnen de ERAA bekend als het *'only hurdle premium'* en *'combined risk aversion'* scenario. In beide scenario's zijn stappen genomen om rekening te houden met investeringsbereidheid voor nieuwe capaciteit, gezien de onzekerheid van rentabiliteit in toekomstige scenario's. In het 'only hurdle premium'-scenario zijn extra kosten toegevoegd om deze onzekerheid voor investeerders te representeren. Het 'combined risk aversion' scenario neemt deze kosten over en voegt daaraan toe dat elektriciteitsprijzen boven de 1000 €/MWh niet mee worden genomen voor (her)investeringsbeslissingen. In deze monitor is het buitenland gebaseerd op de 'only hurdle premium' resultaten van de ERAA EVA.[9] ACER (het Europese samenwerkingsverband van energieautoriteiten) heeft in april 2026 besloten om alleen dit scenario goed te keuren voor de finale versie van ERAA 2025.[10] Zie voor uitgebreidere informatie over de scenario's, methodiek en resultaten: ERAA (ENTSO-E, 2025). Voor het Nederlandse vermogen heeft dit onderscheid geen effect omdat alle aannames voor Nederland onafhankelijk zijn van de ERAA. Wel is dit sterk relevant voor de beschikbare importcapaciteit.

3.1 Verhaallijn

De basisscenario's voor zowel vraag als aanbod volgen het recent gepubliceerde Verkenning Vertraagde Transitie (VVT) scenario. In de publicatie staat beschreven welke bronnen gehanteerd zijn en welke aannames zijn gedaan. Het belangrijkste en onderscheidende uitgangspunt in het VVT-scenario is dat de klimaatdoelstellingen niet per se gehaald worden, maar dat verwachte ontwikkelingen het beeld dicteren en de behaalde emissiereductie volgt. Dit in tegenstelling tot de laatste jaren waarin de scenario's zijn gebaseerd op de klimaatdoelstellingen.

6 *Trends and projections* is de term die binnen ENTSO-E wordt gebruikt om scenario's te beschrijven die afwijken van nationale doelstellingen en beogen dichter naar realistischere toekomstpaden toe te bewegen. Hier komt in toekomstige edities van de ERAA meer nadruk op te liggen, maar dit scenario is in de ERAA 2025 nog niet ingevoerd.

7 De monitor is het eerste rapport waarin het Verkenning Vertraagde Transitie scenario door TenneT gebruikt is. Ook andere rapporten, zoals congestie onderzoeken en mogelijk het investeringsplan zullen gebruik maken van (een update van) het Verkenning Vertraagde Transitie scenario.

8 Ook de zichttermijn tot 2035 van het Verkenning Vertraagde Transitie is in lijn met de Europese richtlijnen uit de Clean Energy Package, zie ook https://www.acer.europa.eu/electricity/security-of-supply/european-resource-adequacy-assessment

9 Het concept achter het beperken van 'schaarste-inkomsten' is dat investeerders hun business case niet kunnen baseren op enkele situaties met hoge prijzen.

10 Ten tijde van het uitvoeren van deze analyse hadden beide scenario's dezelfde status in het gepubliceerde ERAA rapport. Echter heeft de ERAA totdat ACER erover besluit een conceptstatus. Op 24 april 2026 heeft ACER besloten om dit scenario niet te erkennen als basisscenario (ACER, 2026a). Dat betekent dat de finale versie van de ERAA geen interval heeft voor de voorzieningszekerheidsresultaten en dus maar één resultaat kent, namelijk die van het 'only hurdle premium' scenario.

Voor de ontwikkelingen in opgesteld vermogen van regelbare eenheden is zoals gebruikelijk uitgegaan van recente data afkomstig van bij TenneT aangesloten producenten. Deze data zijn vervolgens opgenomen in het VVT-scenario, waardoor ook op dit vlak de scenario's in deze monitor overeenkomen met het VVT-scenario. Ten opzichte van het VVT-scenario is nog één verdere afslag gemaakt rondom transportschaarste en de daarmee samenhangende elektrificatie in de industrie. Industriële projecten waarvoor het verkrijgen van transportcapaciteit waarschijnlijk beperkend gaat zijn, zijn niet meegenomen in de elektriciteitsvraag in de monitor. Dit leidt tot een verschil van enkele TWh aan verbruik per jaar.[11]

Hoewel het VVT-scenario gemaakt is om te reflecteren dat de energietransitie niet snel genoeg verloopt om de klimaatdoelstellingen te behalen, blijft hernieuwbare opwek met wind op zee, wind op land en zon-PV sterk doorgroeien ten opzichte van vandaag, zij het niet in alle gevallen in het eerder voorgenomen tempo. Broeikasgasemissies in de elektriciteitssector nemen af. Zo wordt gebruik van kolen voor elektriciteitsopwekking, in lijn met het verbod daarop, in 2030 uitgefaseerd (Rijksoverheid, 2019). Ook het gasverbruik in elektriciteitscentrales neemt in de komende jaren af door afnemende productievermogens en draaiuren. Het groeiende aandeel van weersafhankelijke productiebronnen zorgt voor een toenemende variatie in momenten met overschotten en momenten met tekorten. Het nieuwe verwachte duurzaam vermogen ligt wel lager dan dat in de vorige editie en ook lager ten opzichte van eerder gestelde doelen, maar de groei in de sector blijft sterk.

3.2 Ontwikkelingen vraag

3.2.1 Nederland

Ondanks dat de vraag naar elektriciteit al sinds ongeveer 2005 niet significant is veranderd (CBS, 2026), blijft de verwachting dat de energietransitie gepaard zal gaan met een significante groei van de elektriciteitsvraag. Elektrificatie wordt voor steeds meer toepassingen gezien als de belangrijkste verduurzamingsroute, zoals bijvoorbeeld voor het leveren van industriële proceswarmte (Rijksoverheid, 2025c). Hoewel efficiëntiewinst op een aantal vlakken de vraag omlaag brengt, zal de geëlektrificeerde energievraag in de industrie, transport en warmtesectoren en de nieuwe energievraag van datacenters deze efficiëntiewinsten ruimschoots overstijgen. Figuur 3-1 toont de verwachte niet-prijsgevoelige elektriciteitsvraag per sector.

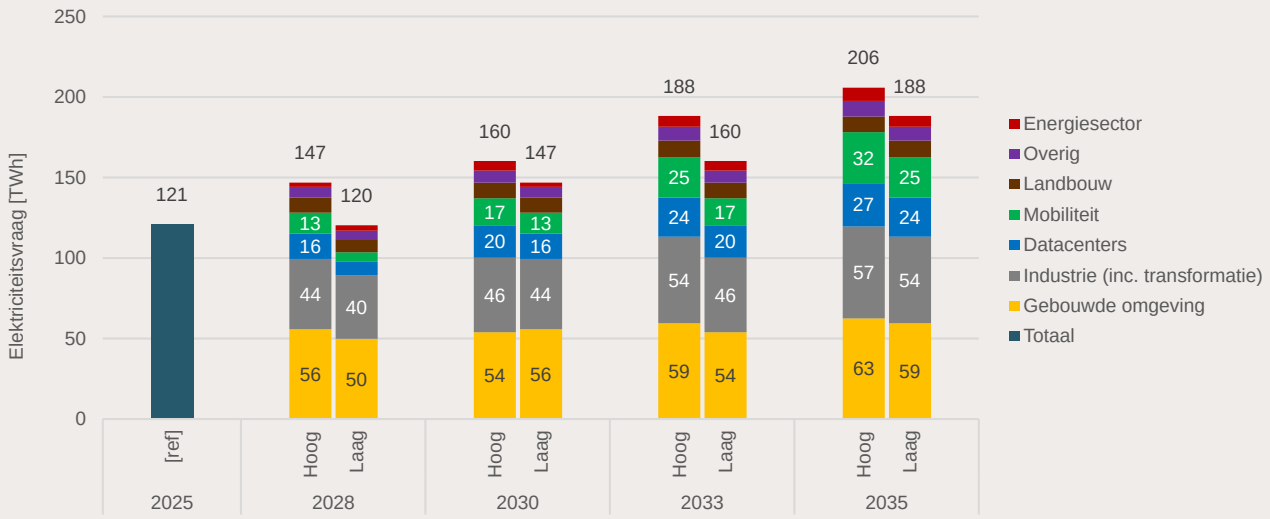
Zoals zichtbaar in de figuur, wordt in deze monitor in plaats van één vraagprofiel per zichtjaar een bandbreedte gebruikt. Hoe snel deze elektrificatie zich ontwikkelt, is een belangrijke onzekerheid voor de monitor. Hoe groot het vertragende effect is van congestie en andere factoren op de groei van de elektriciteitsvraag is niet geheel bekend. De snelheid van de vraaggroei heeft echter grote impact op voorzieningszekerheid, zeker wanneer het gepaard gaat met afnemend conventioneel productievermogen.

De vraag in het ontwikkelpad 'hoge vraag' is nagenoeg gelijk aan de vraag in het VVT scenario. De enige aanpassing is een vermindering van de vraag in de industrie. Voor de energie-intensieve industrie zijn in het VVT-scenario elektrificatieprojecten meegenomen op een moment in de tijd waar transportschaarste het moeilijk zal maken deze elektrificatie daadwerkelijk uit te voeren. In het VVT-scenario is het meenemen van deze projecten belangrijk om transportschaarste te identificeren, zoals bijvoorbeeld in congestiestudies wordt berekend. Omdat we er vanuit kunnen gaan dat deze vraag zich niet daadwerkelijk zal manifesteren is het voor deze monitor logischer resulterend verbruik uit deze projecten niet mee te nemen. Mede hierdoor is de vraag vanuit de industrie lager dan in de vorige monitor. Deze verlaging wordt in het hoge vraagscenario echter meer dan gecompenseerd door een hogere vraag vanuit datacenters, gedreven door de vlucht die kunstmatige Intelligentie (AI) heeft genomen en al ingezette groei van het datacenterpark in Nederland. Het hoge vraagscenario kent een groei in de niet-flexibele vraag van 70% tussen 2025 en 2035.

In het ontwikkelpad 'lage vraag' vertraagt de toename in de totale vraag tot na 2028 waarna het in gelijke mate stijgt zoals het ontwikkelpad hoog. In dit scenario is dus sprake van vertraagde groei. In dit pad is de vraag in 2028 gebaseerd op de huidige vraag. Met 120 TWh is de vraag nagenoeg gelijk aan het verbruik in 2025 (netto plus distributieverliezen en eigen verbruik bij elektriciteitsproductie) (CBS, 2026). De groei van de niet-prijsgevoelige elektriciteitsvraag in het lage vraag scenario tussen 2025 en 2035 komt daarmee op 55%. Bijlage 3.6 geeft in meer detail verschillen tussen de scenario's in deze en de vorige monitor.

11 Aan de hand van het VVT scenario gaan TenneT en andere netbeheerders, onder andere, congestiestudies uitvoeren. Voor congestiestudies is het juist belangrijk dat alle vraag waarvoor elektriciteitsvraag gewenst is, is meegenomen in de scenario's. In de monitor wordt deze elektriciteitsvraag niet meegenomen, omdat het elektriciteitsvraag betreft die zich waarschijnlijk niet zal manifesteren.

Binnenlandse elektriciteitsvraag per sector



Figuur 3-1: Overzicht aannames (niet-prijsgevoelige) elektrische vraag, inclusief referentiejaar.
Voor het referentiejaar geldt dat het totale verbruik wel inclusief prijsgevoelige vraag en vraagrespons is.

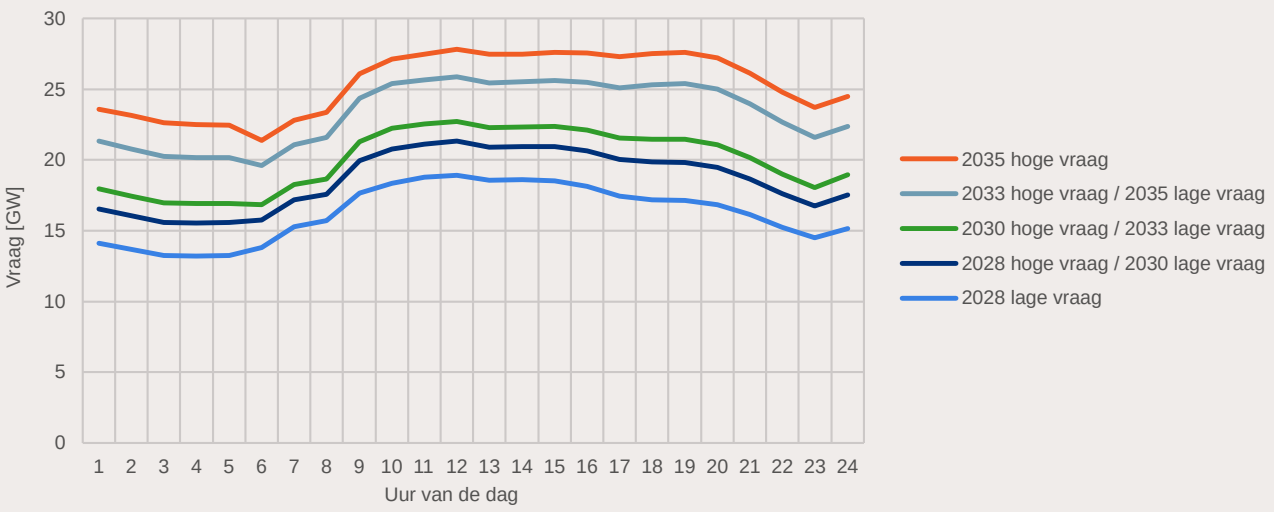
De jaarlijkse prijsgevoelige vraag (power-to-heat en power-to-gas) komt nog boven op de vraag in figuur 3-1.[12] Deze vraag is echter niet relevant voor voorzieningszekerheid omdat deze alleen bestaat op momenten dat er geen schaarste is. Batterijen zorgen ook voor elektriciteitsvraag, maar leveren deze (afgezien van verliezen) weer terug en worden daarom niet getoond. Het laden van elektrische voertuigen en het verwarmen met warmtepompen zijn gemodelleerd als beperkt verschuifbaar (zie bijlage 3-3 voor details), de vraag hiervan is onderdeel van respectievelijk mobiliteit en gebouwde omgeving. Wanneer vraag weersafhankelijk is, zoals het verbruik van warmtepompen, wordt de gemiddelde vraag over de 36 doorgerekende weerscenario's getoond.

Figuur 3-2 geeft voor alle zichtjaren het gemiddelde van het gemodelleerde profiel van de inflexibele elektriciteitsvraag over de dag in de winter. Hier is duidelijk te zien dat de piekvraag tussen 2028 en 2035 in beide ontwikkelpaden tussen de 6 en 7 GW stijgt. Een echte avondpiek ontbreekt in de eerdere zichtjaren,[13] deze is wel te zien vanaf 2033 in het ontwikkelpad hoge vraag. Het ontstaan van deze avondpiek in de profielen is een gevolg van de sterke toename van elektrificatie in de mobiliteit. De groei in elektriciteitsvraag in deze sector ligt verhoudingsgewijs hoger dan de groei van de totale vraag. Veel voertuigen worden opgeladen wanneer mensen thuiskomen van het werk, waardoor het profiel in deze uren in de latere jaren hoger ligt, ondanks dat een deel van de vraag verschoven wordt om de piek juist te mijden.

Het is verder belangrijk aan te tekenen dat niet al deze vraag over het netwerk wordt getransporteerd. Een gedeelte wordt achter de meter geleverd. In de analyse in de monitor wordt de vraag en opwek zo veel mogelijk gesplitst om op zo laag mogelijk niveau te kunnen identificeren welke situaties samenhangen met tekorten.

12 Als gevolg van vraagrespons neemt de industriële vraag iets af in de uiteindelijke marktsimulaties (<1 TWh). Voor het referentiejaar geldt dat het totale verbruik wel inclusief prijsgevoelige vraag en vraagrespons is.

13 Het ontbreken van de avondpiek wijst vermoedelijk op een verschil tussen het gemodelleerde uurlijkse profiel en het nationale verbruiksprofiel in de praktijk. Wel moet hierbij rekening worden gehouden met het gegeven dat een gedeelte van de elektriciteitsvraag niet of slecht zichtbaar is in de meeste nationale statistieken, omdat vraag en opwek uit bijvoorbeeld zon-PV tegen elkaar wegvallen achter de meter. TenneT doet momenteel onderzoek naar opties om de gebruiksprofielen zo goed mogelijk te representeren.



Figuur 3-2: Profielen van het inflexibele deel van de gemiddelde Nederlandse elektriciteitsvraag over dagen in de winter (21 december t/m 20 maart) voor alle zichtjaren voor zowel het hoge als lage vraagscenario. Hier bovenop komt nog de vraag uit power-to-gas en power-to-heat en de vraag uit batterijen, vraagafname door vraagrespons wordt hier nog van afgetrokken.

3.2.2 Buitenland

De scenario's voor het buitenland in ERAA 2025 gaan nog steeds uit van het halen van Europese en nationale klimaat- en efficiëntiedoelen. Zoals verwacht mag worden toont figuur 3-3 ook in het buitenland daarom een stevige groei in elektriciteitsverbruik. Alleen in Frankrijk blijft de stijging beperkt tot ongeveer 10 procent tussen 2028 en 2035 (ENTSO-E, 2025). In Duitsland, wat een dominante factor is in Europa, is deze groei veel groter met 32% tussen 2028 en 2035.

3.3 Ontwikkelingen aanbod

3.3.1 Nederland

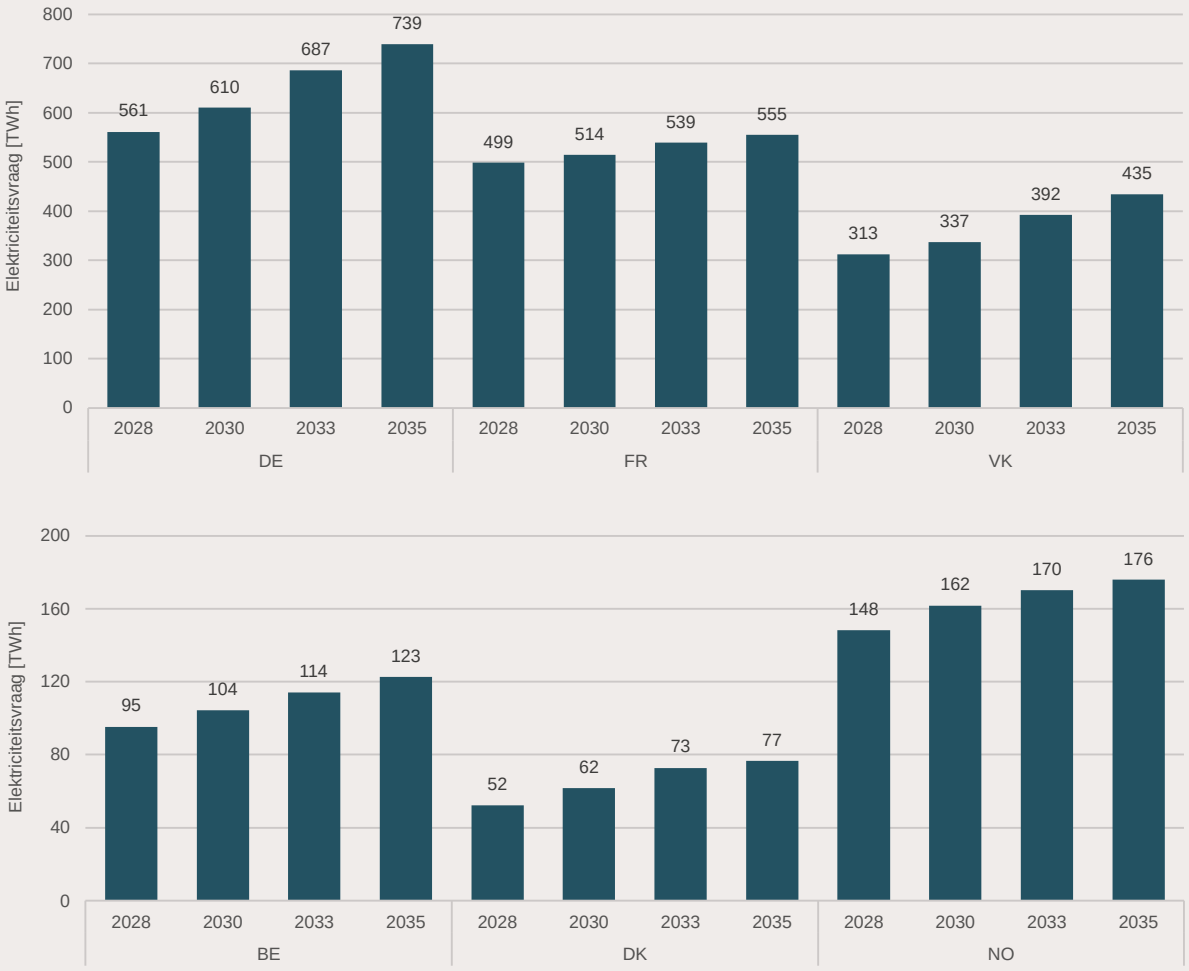
De komende tien jaar zullen aan de aanbodkant gekenmerkt worden door een verdere uitbouw van zon-PV en met name wind op zee. Figuur 3-4 toont de aangenomen ontwikkeling van hernieuwbaar (niet-regelbaar) productievermogen. Voor zon-PV wordt zowel het maximaal in te voeden vermogen getoond als de paneelcapaciteit die niet ingevoed wordt. Het verschil daartussen wordt overplanting genoemd. Het uitroltempo van zowel zon-PV als wind op zee ligt lager dan de afgelopen jaren is aangenomen, wat gereflecteerd wordt in de aangenomen vermogens. Het effect hiervan op de voorzieningszekerheid is beperkt, omdat tekorten vooral plaatsvinden op momenten dat er weinig zon en wind is. Wel maakt het de positieve bijdrage van opslag bij schaarste minder effectief omdat opslag gemiddeld minder gevuld zal zijn.

Opvallend is de sterke stijging van het zon-PV overplanting vermogen. Deze verwachting volgt uit het gecombineerde effect van netcongestie, relatief goedkope panelen ten opzichte van de rest van het systeem, de huidige SDE++ systematiek (energie die in de ochtend en tegen de avond wordt geproduceerd heeft hogere waarde) en ook de waarde van het productieprofiel op de energiemarkten. Het loont daardoor om met extra panelen buiten de piek productie uren voor zon-PV energie op te wekken.

Voor het referentiejaar 2025 zijn voor wind op land CBS-gegevens gebruikt (CBS, 2026a). Voor zon-PV was tijdens schrijven alleen de groei in het eerste halfjaar van 2025 bekend, aangenomen is dat de groei in het tweede halfjaar daaraan gelijk was (CBS, 2026b; DNEResearch, 2026). Er werd in 2025 geen vermogen wind op zee bijgebouwd.

De toename in hernieuwbaar productievermogen gaat gepaard met een afname in regelbaar vermogen. Een belangrijke oorzaak hiervoor is de Wet verbod op kolen bij

Elektriciteitsvraag in buurlanden

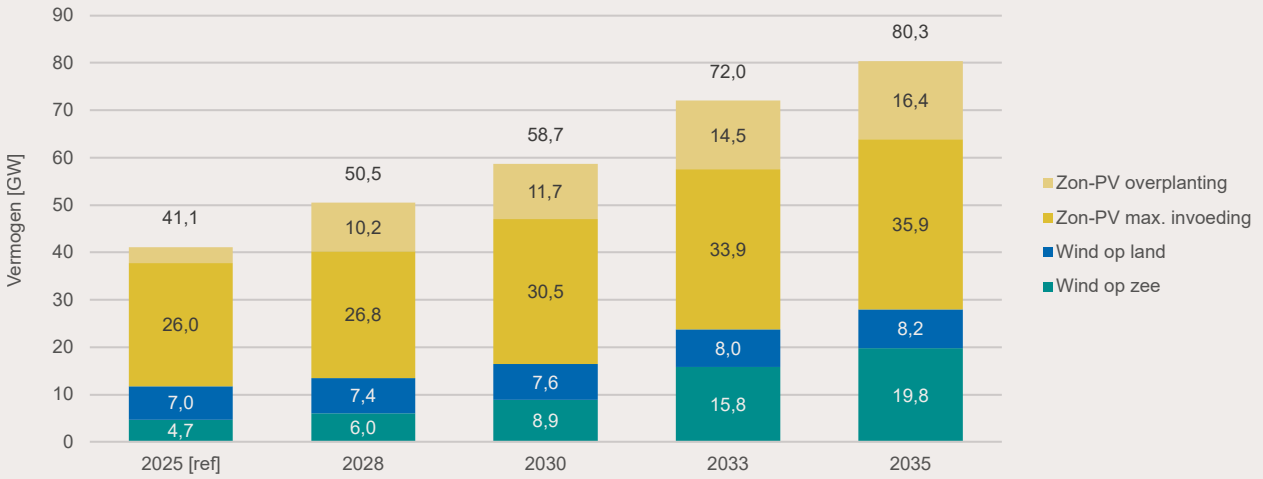


Figuur 3-3: Aangenomen niet-prijsgevoelige elektriciteitsvraag in een selectie van relevante buurlanden.

elektriciteitsproductie (Rijksoverheid, 2024), die bepaalt dat centrales vanaf 2030 geen kolen meer mogen verstoken voor elektriciteitsopwekking. Daarnaast neemt het operationele vermogen van gascentrales gestaag af als gevolg van moeilijke en onzekere businesscases voor de minder moderne opwekinstallaties.[14] Figuur 3-5 toont dat het operationeel productievermogen van gascentrales in 2035 is afgenomen tot 11,6 GW, waar dat in 2028 nog 15,4 GW bedroeg. Dit vermogen is verdeeld over grote centrales, eenheden in de industrie, eenheden in de landbouw (kassen) en overige sectoren.
De productiecapaciteiten van kerncentrales, afval-verbrandingsinstallaties en biomassa-eenheden (exclusief biomassaverwerking in kolencentrales) blijven gedurende de zichtperiode van deze monitor nagenoeg gelijk.

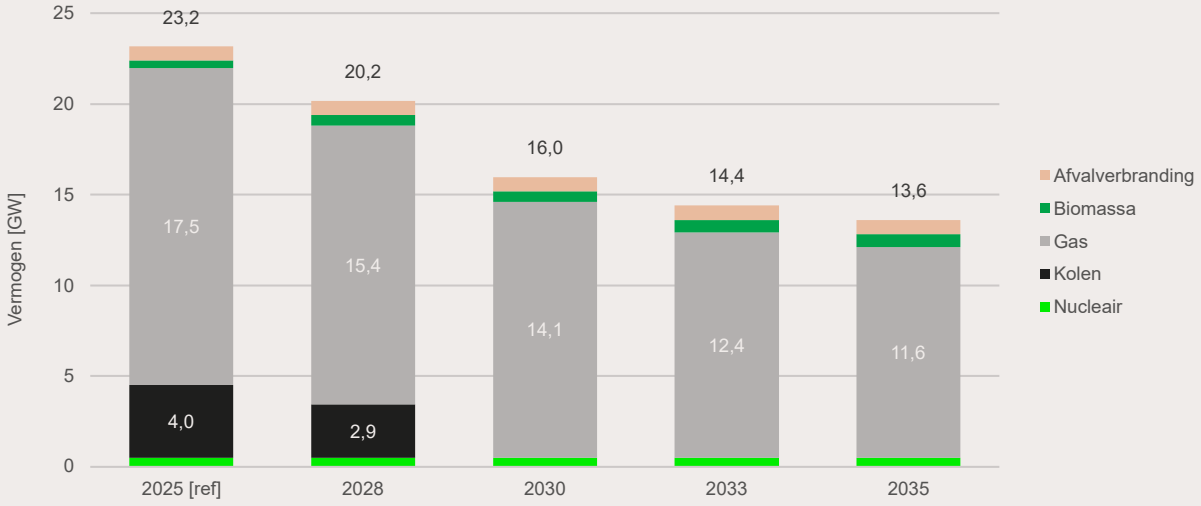
14 Er wordt voor de gascentrales geen onderscheid gemaakt tussen methaan en waterstof als brandstof; voor voorzieningszekerheid is het type brandstof niet relevant al kan dit natuurlijk wel relevant zijn voor levensvatbaarheidsanalyse. Aangenomen is dat bij (gedeeltelijke) ombouw van methaancentrale naar waterstof de capaciteit gelijk blijft. Vermoedelijk zullen hoeveelheden waterstof die worden verbrand in gascentrales beperkt zijn, vanwege de relatief hoge prijs van waterstof.

Hernieuwbaar productievermogen
(niet-regelbaar)



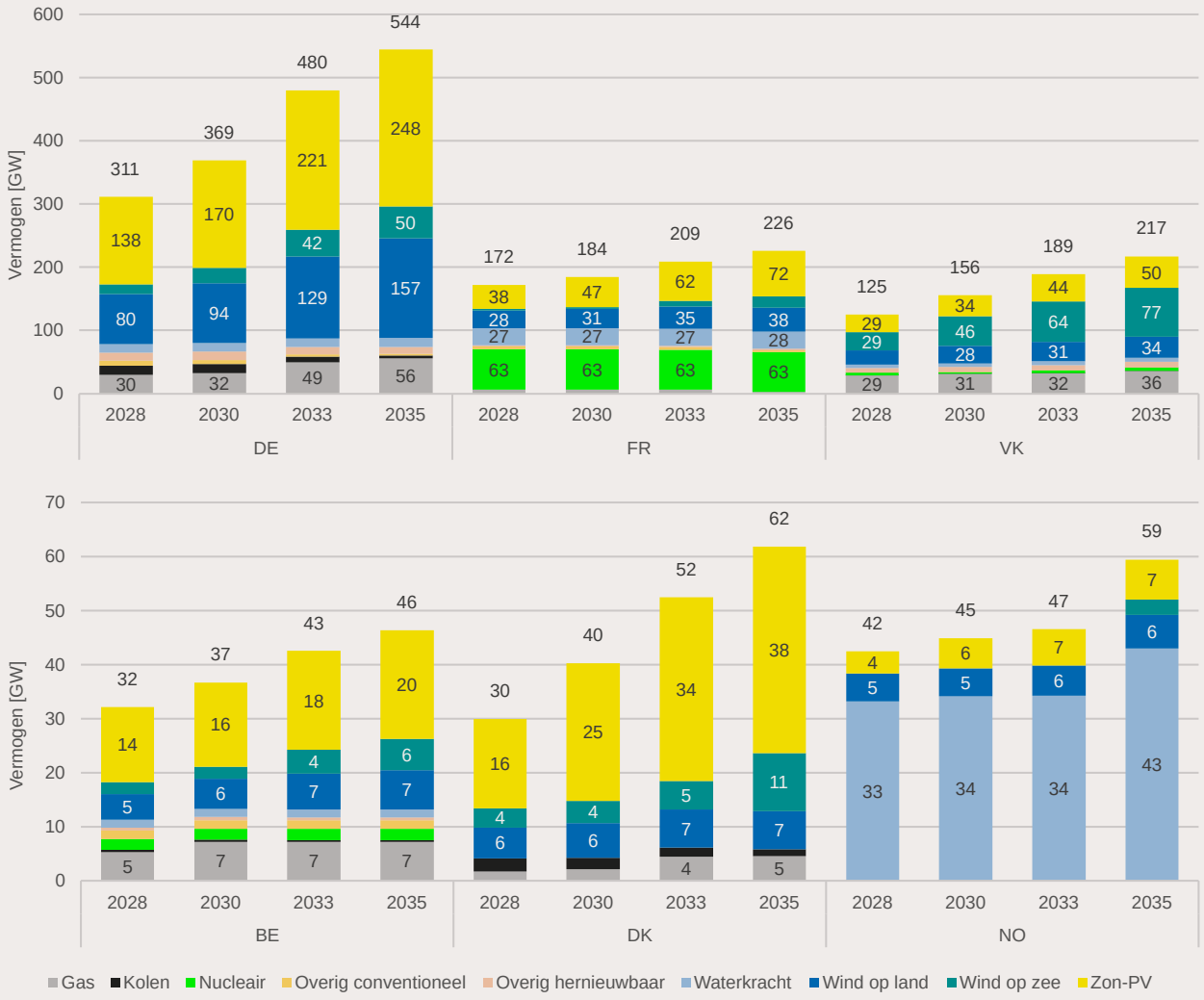
Figuur 3-4: Aangenomen (niet-regelbaar) hernieuwbaar productievermogen. Zon-PV overplanting is het verschil tussen de capaciteit van zonnepanelen en het maximaal geleverde vermogen van het PV-systeem. Zie bijlage 3.2 voor details over overplanting bij zon-PV.

Operationeel regelbaar vermogen



Figuur 3-5: Aangenomen opgesteld operationeel regelbaar vermogen.

Productievermogen in buurlanden



Figuur 3-6: Aangenomen opgesteld productievermogen in een selectie van buurlanden.

3.3.2 Buitenland

Net als Nederland zien onze buurlanden een significante toename van de capaciteit van zon-PV en wind. Figuur 3-6 laat zien dat zon-PV in alle buurlanden blijft groeien tot 2035. Voor wind op land geldt dit vooral voor de grotere buurlanden, waarbij Duitsland absoluut koploper blijft. Wind op zee neemt vooral in het VK en in Duitsland een vlucht, terwijl ook Denemarken richting 2035 een significante versnelling laat zien.

Het regelbaar vermogen laat in de meeste buurlanden een lichte stijging zien. Opvallend hierbij is de sterke voorziene groei van gascentralecapaciteit in Duitsland.[15] Dit is ook voor Nederland een belangrijke ontwikkeling, aangezien de

15 Deze sterke groei is een gevolg van zowel de Kraftwerkstrategie van de Duitse regering (Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, 2026) als de resultaten van de EVA uit het ERAA proces (ENTSO-E, 2025).

grootste problemen voor voorzieningszekerheid ontstaan wanneer een groter gebied met dezelfde, ongunstige, weersomstandigheden te maken heeft. Dan hebben meerdere buurlanden tegelijk weinig duurzame opwek en is importeren om dat te compenseren beperkt mogelijk. In deze gevallen heeft de beschikbaarheid van regelbaar vermogen grote effecten op de voorzieningszekerheid.

3.4 Ontwikkelingen flexibiliteit

3.4.1 Nederland

Als gevolg van de afname aan regelbaar vermogen en de toename van weersafhankelijk opwek neemt het belang van flexibel regelbaar vermogen toe. Dit flexibele vermogen is nodig om op elk moment de balans tussen vraag en aanbod te kunnen borgen. Productieoverschotten kunnen worden opgeslagen in batterijen, geconverteerd naar warmte (power-to-heat) of groene moleculen (power-to-gas), geëxporteerd naar omringende landen of tijdelijk worden afgeregeld. Andersom kunnen in tijden van tekorten stuurbare elektriciteitsproductie uit centrales en warmte-kracht koppeling, vraagrespons, teruglevering uit batterijen en import uit het buitenland voor een evenwicht van vraag en aanbod zorgen.

Figuur 3-7 toont de aangenomen opgestelde vermogens van flexibele middelen anders dan regelbare productiecapaciteit en interconnectie. Voor alle vormen wordt tussen het referentiejaar en 2035 een sterke groei verwacht.

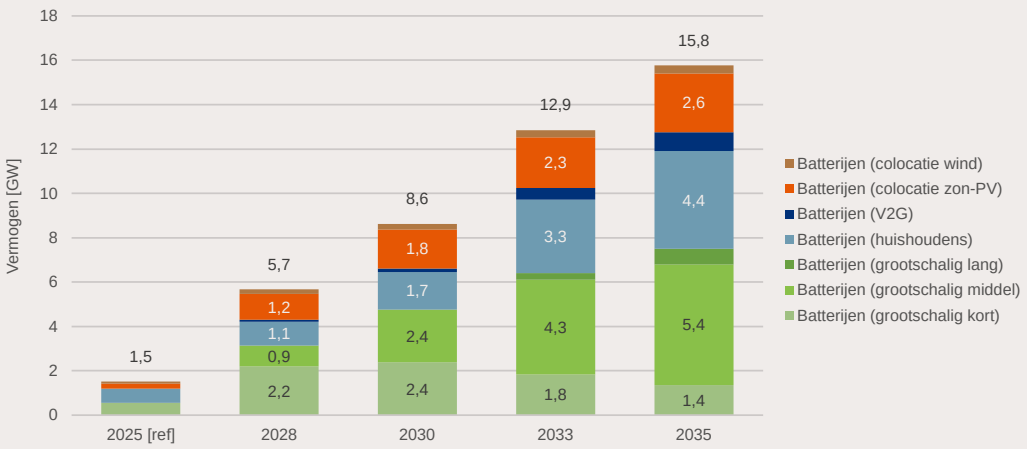
Voor grootschalige batterijen is een onderverdeling gemaakt in lang (8u opslagcapaciteit), middel (4u opslagcapaciteit) en kort (2u opslagcapaciteit). Deze onderverdeling zorgt ervoor dat de dynamiek van de inzet van de verschillende typen beter gevangen kan worden in de marktsimulatie. Opvallend in deze categorisering is dat het vermogen aan grootschalige batterijen met korte opslagduur afneemt na 2030; dit komt omdat aangenomen wordt dat locaties met oorspronkelijk korte opslagduur extra opslagcapaciteit bij zullen plaatsen. De omstandigheden zijn op die locaties immers al geschikt voor batterijen. Deze batterijen verschuiven daarmee dus van kort naar middel.

Het afgelopen jaar hebben batterijen achter de meter een sneller dan voorziene ontwikkeling doorgemaakt. Dit geldt zowel voor thuisbatterijen bij huishoudens (DNEResearch, 2026 als bij colocatie; batterijen die bij wind of zon-PV achter de meter worden geplaatst en gebruik maken van de bestaande aansluiting, waarmee de impact van netcongestie verminderd kan worden en geleverd kan worden op momenten dat de prijs hoger is dan wanneer de elektriciteit wordt opgewekt. Belangrijke factoren daarbij zijn, naast een snelle kostendaling, specifiek voor huishoudens het afschaffen van de salderingsregeling en de wens om in te spelen op dynamische tarieven. Als gevolg van deze trend vormt dit type batterijen bijna de helft van het opgesteld vermogen in 2035.

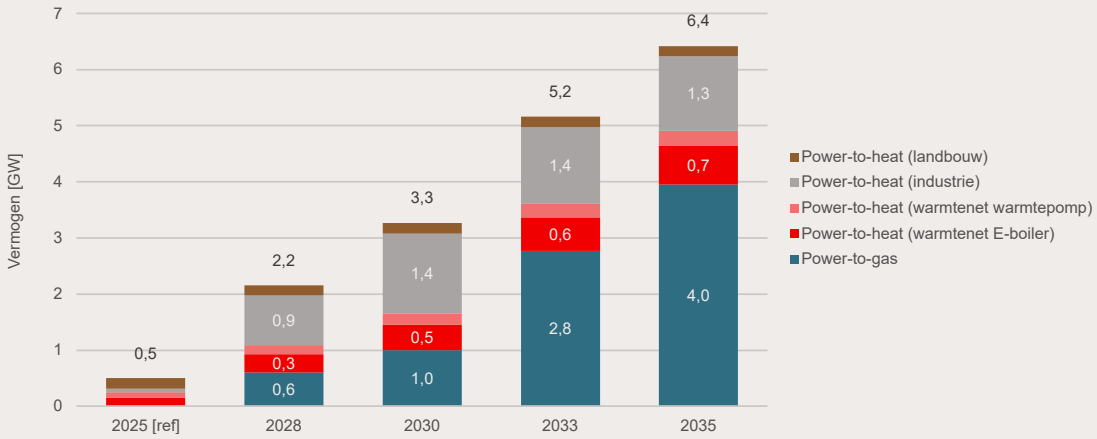
Power-to-x vermogen is een belangrijke categorie in de energietransitie, maar is zoals eerder gezegd voor voorzieningszekerheid niet de belangrijkste parameter. In momenten van krapte wordt geen elektriciteit verbruikt.

De ontwikkeling van power-to-x kampt met uitdagingen variërend van uitblijvende vraag naar groene waterstof als gevolg van hoge kosten, tot transportschaarste en

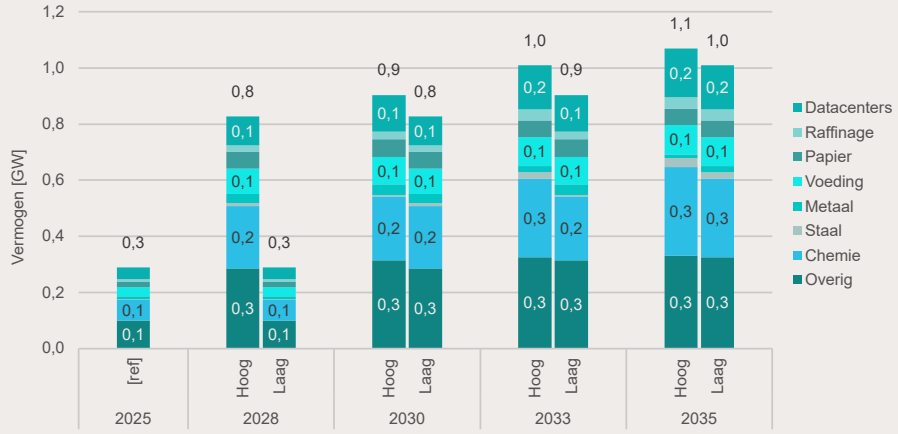
Batterijvermogen



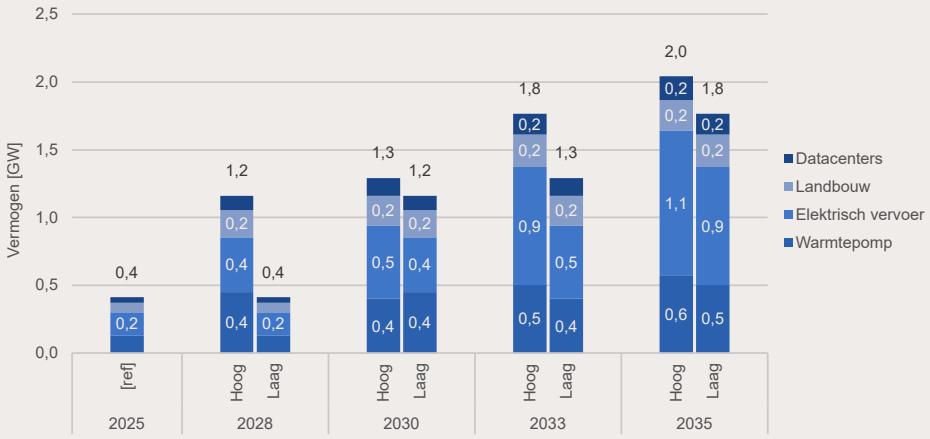
Power-to-x vermogen



Maximale vermogens vraagafschakeling per sector



Maximale vermogens vraagverschuiving per sector



Figuur 3-7: Aangenomen vermogens van bronnen van flexibiliteit anders dan regelbare productiecapaciteit.

tegenvallende businesscases. Ondanks de uitdagingen wordt er voor elk type een significante groei verwacht, al is deze wel langzamer dan eerder werd voorzien (zie figuur B3-8).

Vraagrespons is in deze monitor voor het eerst uitgesplitst naar subsector. Gebaseerd op TenneT's eigen inzichten, aangevuld met de recent gepubliceerde onderzoeken naar vraagrespons door TNO (TNO, 2026 en Magnus energy (Rijksoverheid & Magnus Energy, 2026 is per subsector een percentage van het verbruik als flexibel aangenomen. Voor iedere subsector geldt daarbij een eigen activatieprijs. Dit betekent dat het vermogen dat afgeschakeld kan worden in de marktberekening per uur kan verschillen, afhankelijk van het energieverbruik in dat uur. De weergegeven vermogens voor zowel vraagafschakeling als vraagrespons in figuur 3-7 zijn de maximale vermogens die per subsector ingezet kunnen worden.

Onzekerheden rondom marktontwikkeling flexibiliteit

Het inschatten van de toekomstige hoeveelheden flexibiliteit blijft omgeven met onzekerheid omdat het om grotendeels nieuwe middelen gaat met momenteel nog zeer beperkte marktvolumes. Dit speelt voor zowel power-to-x als ook het potentieel aan vraagrespons en opslag. Bepalende factoren zijn naast de technische ontwikkeling (betrouwbaarheid en eigenschappen) met name het gat tussen theoretische en praktische potentie (bij vraagrespons), de inpasbaarheid in de markt (businesscase) en het politieke klimaat (regelgeving, kaders en subsidies).

Een voorbeeld van hoe deze onzekerheid zich vertaalt naar de scenario's voor de monitor is het schrappen van de persluchtopslag die in de MLZ 2025 juist nieuw was opgenomen op basis van marktontwikkelingen die destijds werden gemeld bij TenneT. Inmiddels is de ontwikkelaar die hiermee bezig was gestopt met de ontwikkeling van dit project.

3.4.2 Buitenland

Ook in het buitenland worden batterijopslag, vraagrespons en power-to-gas naast regelbare centrales gebruikt om vraag en aanbod te balanceren. Verschillen tussen landen worden voor een groot deel gedreven door het aandeel van wind en zon-PV productie. Duidelijk is bijvoorbeeld de aanzienlijk grotere rol van batterijopslag in Duitsland t.o.v. Frankrijk, dat vooral inzet op kerncentrales voor het behalen van de Europese en nationale klimaatdoelen. Figuur 3-8 toont voor de buurlanden de ontwikkeling van flexibiliteit anders dan regelbaar vermogen.

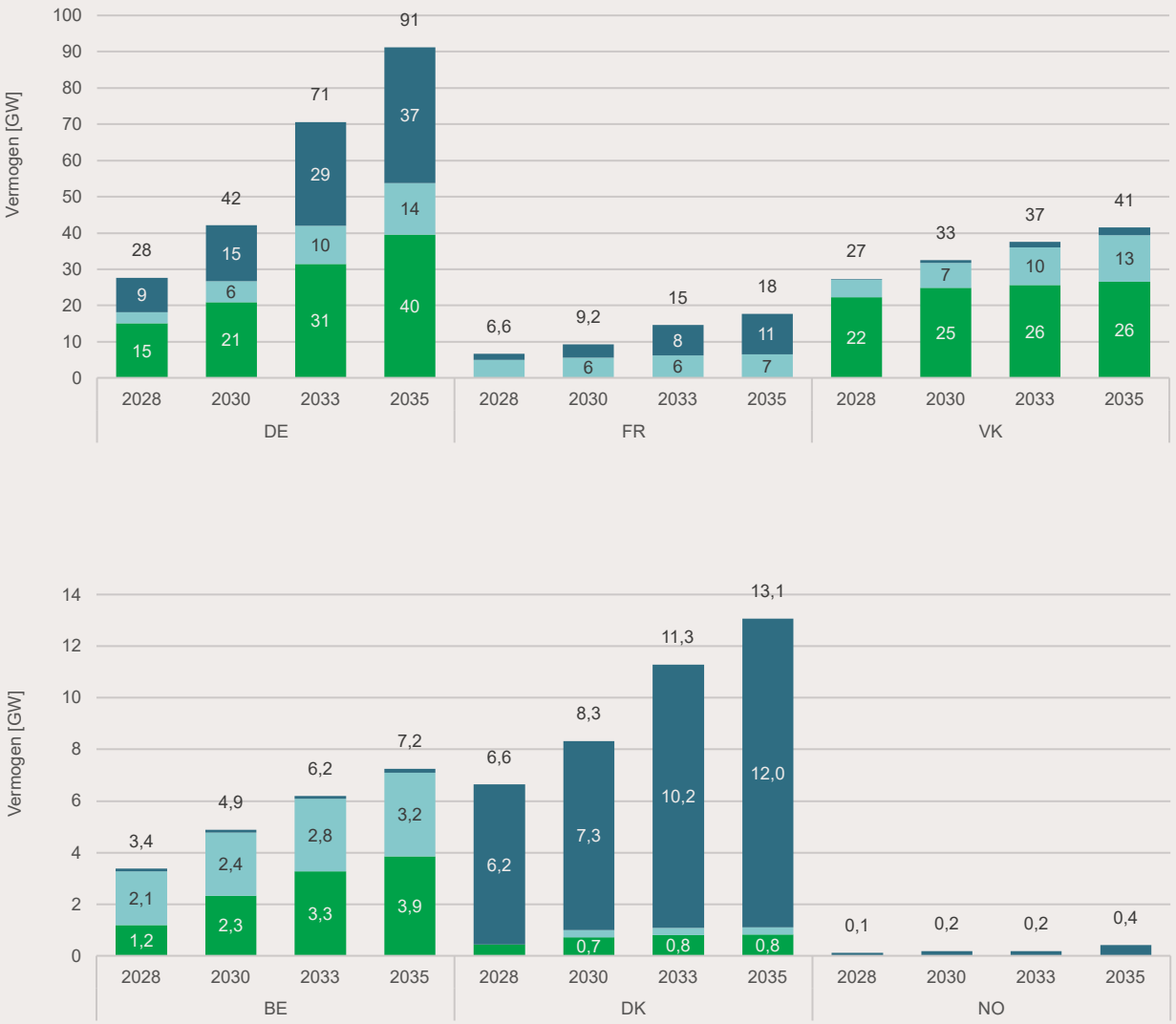
3.5 Gevoeligheid lage buitenlandse vraag in 2030

Het basisscenario in deze monitor is uitgevoerd voor twee ontwikkelpaden voor de vraag zoals besproken in paragraaf 3.2. Daarnaast wordt een gevoeligheid bekeken met dezelfde vertraging van de vraaggroei zoals in het lage vraagscenario, maar dan voor ook alle buitenlandse vraag.

De uitdagingen van grootschalige elektrificatie zijn niet uniek voor Nederland. Ook in andere landen ontwikkelt de vraag zich in de praktijk minder snel dan aangenomen in de scenario's. De buitenlandse vraag heeft direct effect op de uitwisseling van elektriciteit met andere landen. Het verlagen van de buitenlandse vraag zorgt voor meer momenten waarop Nederland elektriciteit uit het buitenland kan importeren. Het is daarom te verwachten dat een verlaging van de buitenlandse vraag een positief effect op de voorzieningszekerheid zal hebben.

In deze gevoeligheid wordt voor zowel Nederland als het buitenland een lagere vraag aangenomen. Net als bij het ontwikkelpad 'lage vraag' voor de binnenlandse vraag wordt dit ook voor het buitenland gedaan door voor zichtjaar 2030 de vraag uit zichtjaar 2028 te gebruiken. Ditzelfde vertraagde ontwikkelpad is ook toegepast op zichtjaar 2033 en 2035.

Flexibiliteit in buurlanden



Figuur 3-8: Aangenomen vermogens van bronnen van flexibiliteit anders dan regelbare productiecapaciteit in een selectie van buurlanden.

4 Resultaten

De monitor bestudeert voorzieningszekerheidsindicatoren voor Nederland én de economische levensvatbaarheid van een aantal sleuteltechnologieën. Gezamenlijk geven de verschillende analyses een beeld van de toekomstige voorzieningszekerheidsrisico's in de onderzochte scenario's.

Dit hoofdstuk bestaat uit drie onderdelen:

- De eerste paragraaf van dit hoofdstuk beschrijft de bevindingen voor de verschillende zichtjaren op basis van de belangrijkste voorzieningszekerheidsindicatoren LOLE en EENS. Deze indicatoren zijn aangevuld met een gevoeligheidsanalyse, een analyse van de inzet van eenheden tijdens tekorten, een analyse van importafhankelijkheid, een missing capacity analyse en vergelijkingen met de vorige editie van de monitor en de meest recente versie van de ERAA (ERAA 2025).
- De tweede paragraaf presenteert de resultaten voor de economische levensvatbaarheid van verschillende technologieën: elektriciteitscentrales, batterijen en vraagrespons.
- De derde paragraaf is een synthese en conclusie rondom alle resultaten en aanvullende overwegingen.

4.1 Resultaten voorzieningszekerheidsanalyse

4.1.1 Indicatoren voorzieningszekerheid

Tabel 4-1: Overzicht van de voorzieningszekerheids-resultaten voor het lage en hoge vraagscenario

Jaar	LOLE [uur per jaar]		EENS [GWh per jaar]	
	Hoge elektriciteits-vraag	Lage elektriciteits-vraag	Hoge elektriciteits-vraag	Lage elektriciteits-vraag
2028	4,5	0,7	2,0	0,3
2030	10,8	7,2	13,4	8,0
2033	31,1	18,9	44,7	18,4
2035	46,0	37,3	78,1	50,8

De resultaten van de MVZ 2026 (zie tabel 4-1 en figuur 4-1) laten een duidelijke overschrijding zien van de LOLE-norm vanaf zichtjaar 2030. De norm, die 4 uur per jaar aan tekorten bedraagt, wordt vanaf 2030 ruim overschreden in zowel het hoge als lage vraag scenario. In 2028 is de overschrijding van de LOLE-norm nog afhankelijk van de aangenomen vraag, met als ondergrens een LOLE van 0,7 uur per jaar en bovengrens 4,5 uur per jaar bij hoge vraagontwikkeling. Dat betekent dat de norm tussen 2028 en 2030 met vrij grote zekerheid overschreden wordt. De EENS blijft in 2030 met tussen de 8,0 en 13,4 GWh nog beperkt.

Na 2030 stijgen de tekorten echter sterk in beide vraagscenario's, tot ongeveer een verdriedubbeling van het aantal uren met tekorten en de totale tekorten in het hoge vraagscenario. De LOLE komt dan uit op tussen de 18,9 en 31,1 uur per jaar in 2033 met bijbehorende stijging van EENS tot een niveau van tussen de 18,4 en 44,7 GWh in 2033.

Ook na 2033 blijft de LOLE stijgen naar een minimum van 37,3 uur per jaar en een maximum van 46,0 uur per jaar in 2035. Ook de EENS blijft stijgen en loopt op tot een niveau tussen de 50,8 en 78,1 GWh per jaar in 2035.[16]

De resulterende LOLE en EENS zijn echter niet gelijkmatig verdeeld over de verschillende weerscenario's. Figuur 4-2 geeft de spreiding van het aantal LOLE-uren weer over de verschillende weerscenario's voor het hoge en lage vraagscenario voor 2030. Hoewel de gemiddelde LOLE uitkomt op 10,8 uur per jaar in het hoge vraagscenario, kunnen tekorten in individuele weerscenario's een stuk hoger uitvallen. In weerscenario 32 loopt het aantal uren met tekorten op tot gemiddeld 128 uur per jaar. Hierbij is het belangrijk dat voor het eindresultaat ten opzichte van de LOLE-norm wordt gekeken naar het gemiddelde. De LOLE-norm representeert namelijk een optimale waarde waarin extra investeringen opwegen tegen de kosten van additionele kosten gezien over mogelijke situaties die zich voor kunnen doen. Tegelijkertijd is het goed om te beseffen dat dergelijke extreme condities zoals in weerscenario 32 wel mogelijk zijn, ook als ze niet waarschijnlijk zijn.

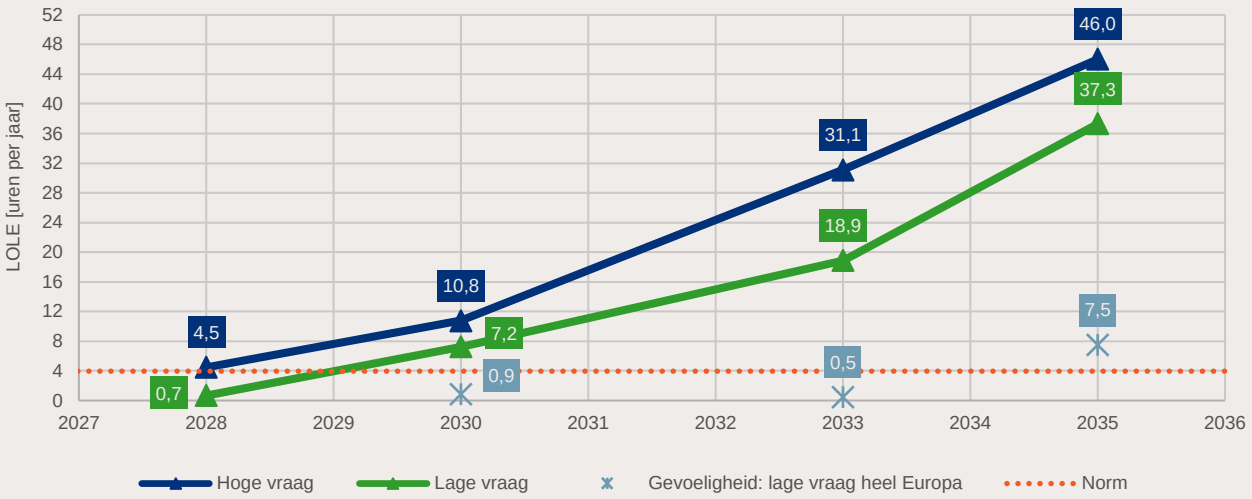
Een onzekerheid die ontstaat door het werken met een beperkt aantal weerscenario's (36 stuks) en uitvalsscenario's (10 stuks) is dat deze selectie niet de complete variatie representeert. Om het effect te kunnen inschatten van de variabiliteit van de selectie van iteraties kan op basis van een willekeurige trekking (*bootstrapping*) binnen de 360 simulaties een betrouwbaarheidsinterval worden genomen.[17] Het hoge vraagscenario voor 2028 heeft een 90% betrouwbaarheidsinterval voor de LOLE van 3,7 tot 5,3 uur per jaar. Dat wil zeggen dat 90% van de mogelijke selecties van resultaten een gemiddelde LOLE geeft dat binnen dit interval ligt, met slechts 5% kans dat het gemiddelde erboven en 5% kans dat het gemiddelde eronder ligt.[18] Dit geeft een relatief kleine spreiding weer ten opzichte van het werkelijke gemiddelde van 4,5 uur per jaar, maar betekent wel dat er een kans is dat met een andere selectie van weer- en uitvalsscenario's het gemiddelde ook nog onder de 4 uur per jaar zou kunnen komen te liggen. Voor beide 2030 scenario's wordt deze bandbreedte weergegeven met de gele stippellijn in figuur 4-2. Voor dat zichtjaar ligt het gehele betrouwbaarheidsinterval boven de 4 uur, met als ondergrens van het betrouwbaarheidsinterval voor het lage

16 Hoewel dit een fractie is van de totale Nederlandse elektriciteitsvraag (0,04%) moeten we deze hoeveelheden EENS niet te veel nuanceren. In deze simulaties komen uren voor waarin een aanzienlijk deel van de Nederlandse elektriciteitsvraag niet geleverd kan worden, oplopend tot een instantaan tekort van 12 GW in enkele uren van het hoge vraagscenario voor zichtjaar 2035.

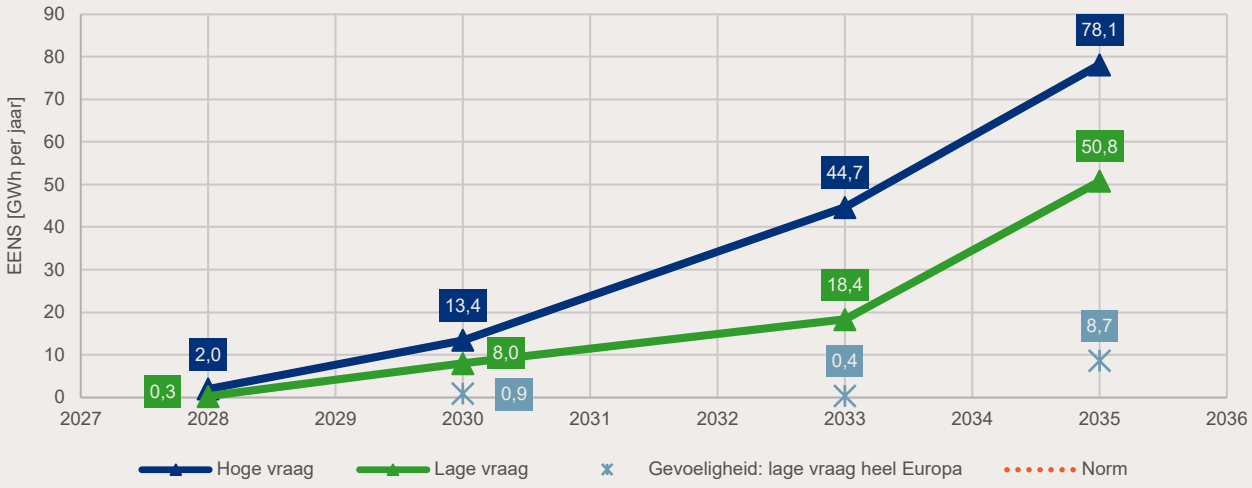
17 In de methodiekbijlage is een sectie opgenomen die beschrijft hoe deze bootstrapping methode werkt en hoe het te interpreteren.

18 Hieruit is niet te concluderen wat het gemiddelde zou zijn bij het meenemen van alle mogelijke variaties buiten de gemaakte iteraties om, maar het geeft wel een beeld van de zekerheid afgegaan op de waargenomen variatie binnen de gebruikte set. Wanneer de variatie buiten de geselecteerde set van weer en uitvalsscenario's lijkt op de die binnen de gebruikte set is deze conclusie wel valide, maar dit kunnen we niet controleren met deze set alleen.

LOLE resultaten



EENS resultaten

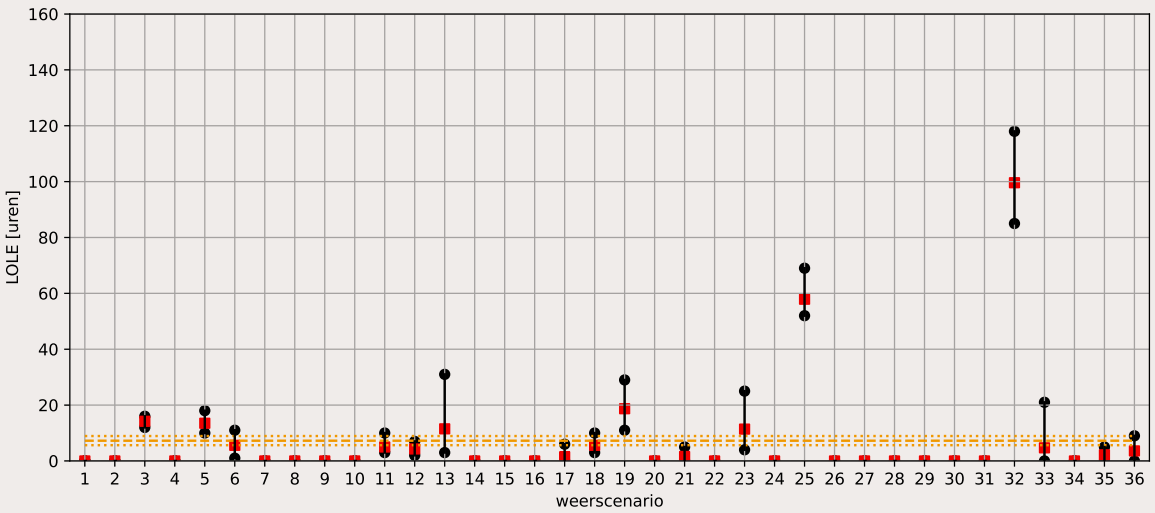


Figuur 4-1: Overzicht hoofdresultaten voor zichtjaren 2028, 2030, 2033 en 2035.

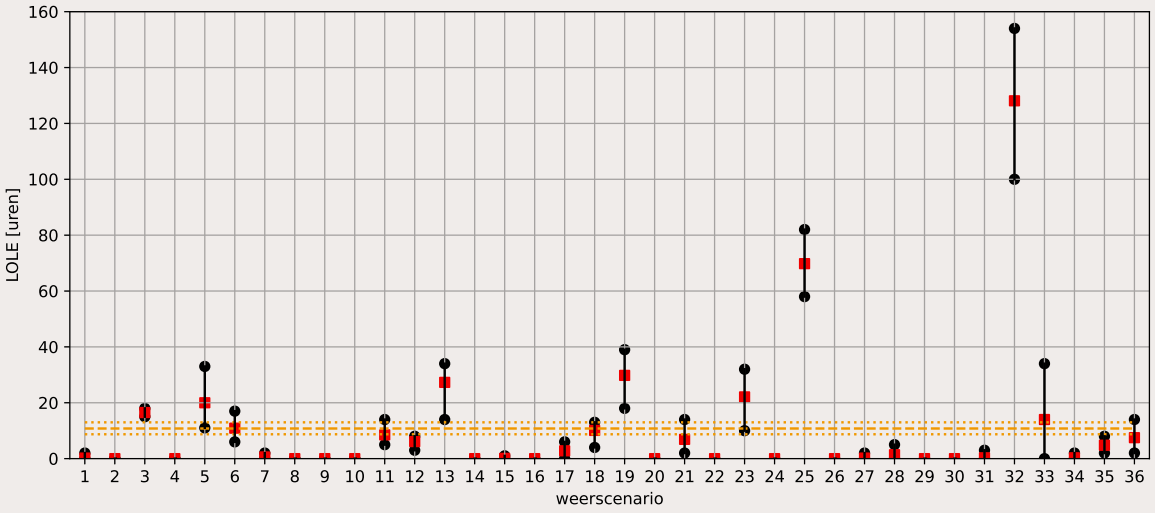
vraagscenario een LOLE van 5,7 uur. Hieruit wordt duidelijk dat dit betrouwbaarheidsinterval vanaf 2030 niet meer het verschil maakt tussen een gemiddelde boven of onder de voorzieningszekerheidsnorm.

Figuur 4-3 toont de verdeling van de verwachte tekorten over het jaar voor het hoge vraagscenario voor de zichtjaren 2028 en 2035. Deze verdeling is vergelijkbaar met de verdeling in vorige edities van de monitor. De verdeling kent een zeer sterke samenhang met de tijd van de dag en het seizoen. Tekorten vinden vooral plaats in de wintermaanden, en zijn het grootst in de ochtend en in de avond. De figuur laat zien hoe de tekorten toenemen van zichtjaar 2028 tot 2035. Een groter deel van de uren heeft te maken met tekorten, maar ook in de uren met de meeste tekorten neemt de grootte van de tekorten sterk toe. In 2035

2030 lage vraag

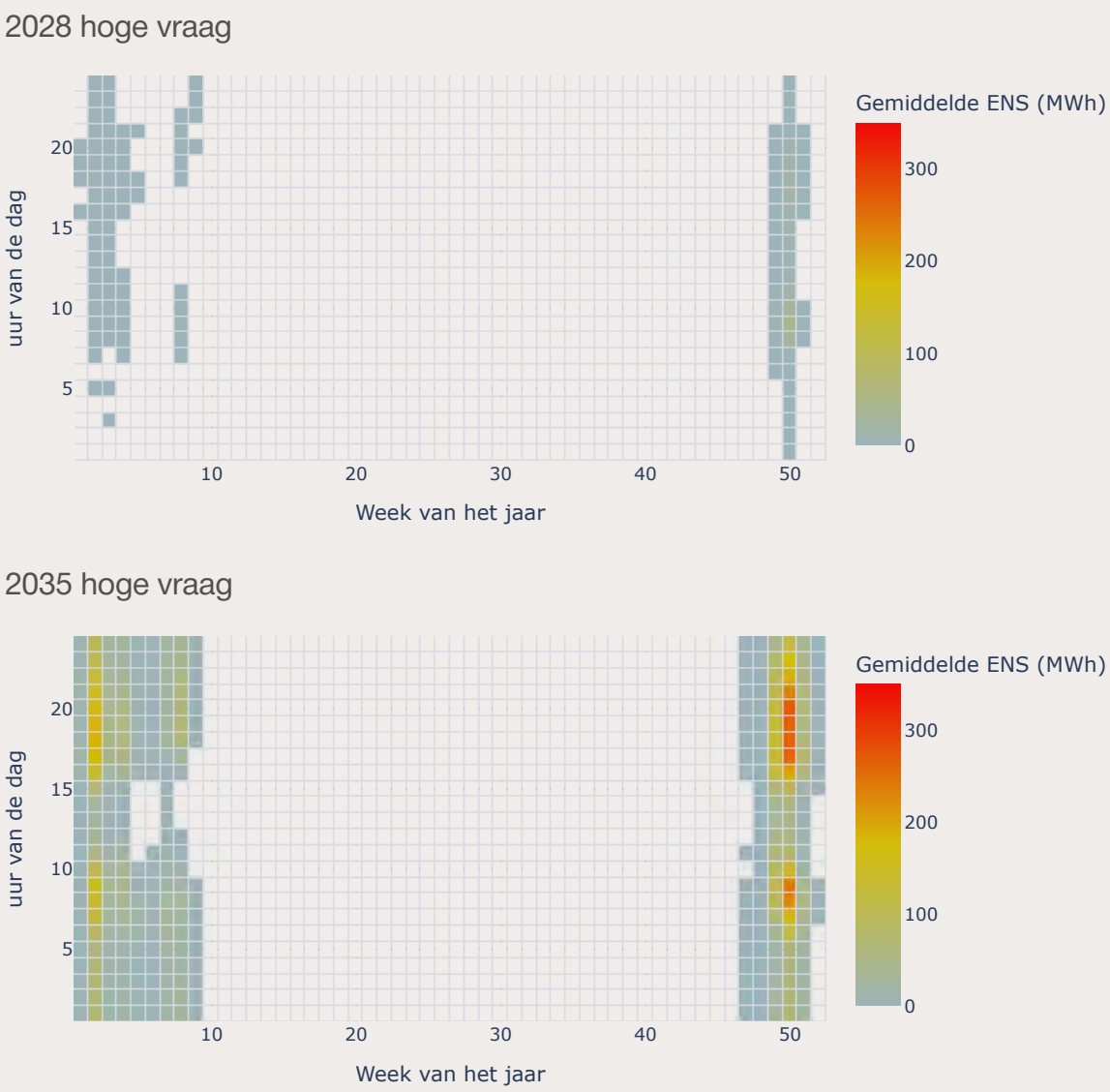


2030 hoge vraag



Figuur 4-2: Spreiding van LOLE over weerscenario's voor het hoge en lage vraagscenario voor zichtjaar 2030.
De gele lijnen geven de gemiddeld LOLE weer over alle weerscenario's en het 90% betrouwbaarheidsinterval van het gemiddelde. Zo geeft de onderste gele lijn weer dat er een kans is van 5% dat de daadwerkelijke LOLE onder dit niveau ligt met een andere selectie van weer- en uitvalsscenario's. De zwarte lijn geeft per weerscenario de volledige spreiding weer over de verschillende uitvalsscenario's.

hebben sommige uren van het jaar een gemiddeld tekort van 260 MWh per uur, terwijl in 2028 het maximale gemiddelde tekort nog beperkt blijft tot 40 MWh per uur. In geen enkele simulatie is er sprake van tekorten in de zomer. Dit heeft te maken met de lagere elektriciteitsvraag in de zomer, zowel in Nederland als in het buitenland, en relatief hoge productie uit zon-PV. Hoe tekorten duidelijk in specifieke weken zijn geconcentreerd, zoals in week 50, heeft te maken met het effect van specifieke weerscondities in de weerscenario's. Zo wordt het gemiddelde in week 50 voor een belangrijk deel bepaald door de tekorten in weerscenario 32.



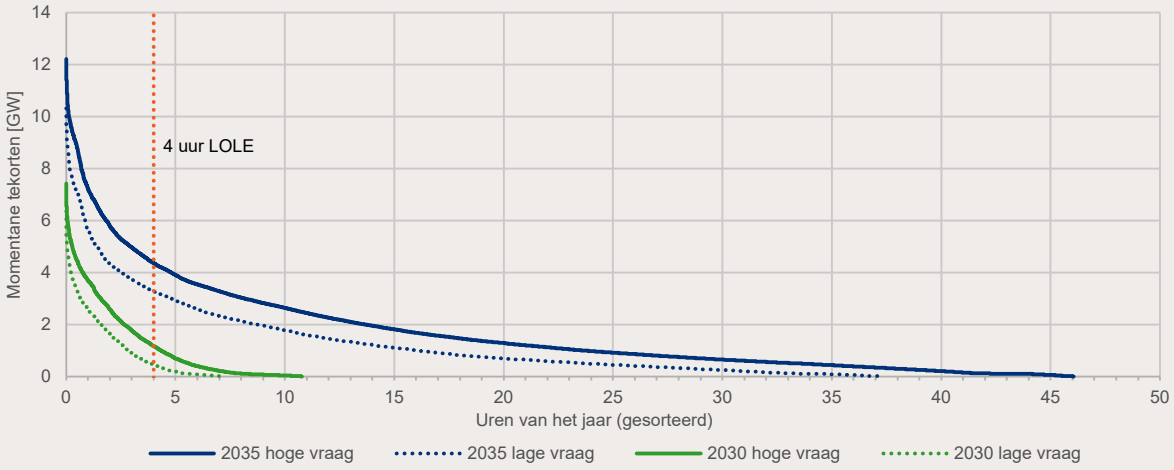
Figuur 4-3: Verdeling van tekorten over de uren van de dag (y-as) en weken van het jaar (x-as) voor het hoge vraagscenario in zichtjaren 2028 en 2035. In de lege vakken komen geen tekorten voor. De figuur laat zien dat er alleen aan het begin en einde van het jaar sprake is van tekorten, met sterke nadruk op eind december.

Figuur 4-4 toont de ENS-duurcurves voor het hoge en lage vraagscenario voor zichtjaar 2030 en 2035. Een ENS-duurcurve laat zien hoeveel uur per jaar een bepaalde hoeveelheid tekorten voorkomen, bezien over alle mogelijk weer- en uitvalsscenario's. Daarbij laat het snijpunt van de curve en de x-as zien wat het gemiddelde aantal uren met tekorten is (ofwel de LOLE). Het snijpunt van de curve met de y-as laat zien wat het maximale uurlijkse tekort is in alle simulaties. Zo is af te lezen uit de grafiek dat de gemiddelde LOLE 46 uur bedraagt in het hoge vraagscenario voor 2035 en dat het tekort maximaal 12,2 GW bedraagt.[19] Ook is af te lezen dat de tekorten gemiddeld circa 14 uur per jaar meer dan 2 GW bedragen.

De maximale uurlijkse tekorten zijn duidelijk toegenomen ten opzichte van eerdere edities van de monitor. Tot de vorige monitor was dit maximum 9,4 GW in het 2035 scenario. Deze momentane tekorten vormen een groot deel van de op dat moment geldende elektriciteitsvraag.

19 Uren worden alleen meegerekend voor LOLE en EENS als de tekorten hoger liggen dan 1 MW, zie daarvoor ook bijlage 1.3.

ENS duurcurve



Figuur 4-4: ENS-duurcurves voor het hoge- en lage vraagscenario voor zichtjaar 2030 en 2035. De duurcurves laten zien hoeveel uren per jaar bepaalde hoeveelheden tekorten voor kunnen komen. De maximale waarde op de y-as geeft de maximale uurlijkse ENS aan op basis van alle simulaties. De maximale waarde op de x-as geeft het gemiddeld aantal LOLE-uren per jaar aan. De oppervlakte onder de curves is gelijk aan de gemiddelde jaarlijkse EENS.

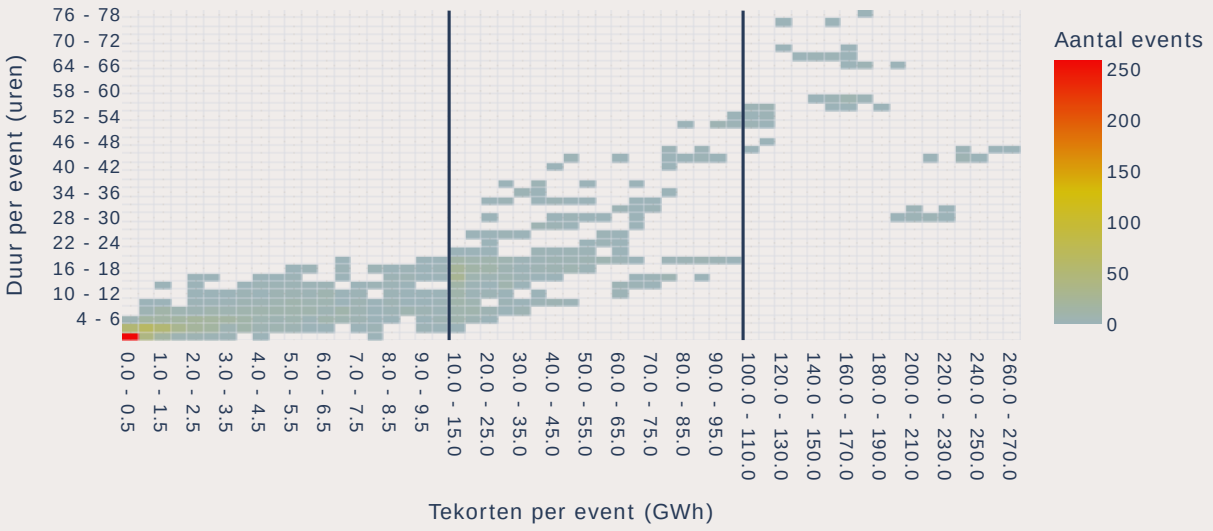
Tegelijkertijd komen dergelijke extreme situaties niet erg vaak voor, ook dit is in de grafiek af te lezen. In het hoge vraagscenario voor 2035 zijn 50% van de tekorten kleiner dan 1,0 GW en zijn 90% van de tekorten kleiner dan 4,0 GW.

De ENS-duurcurves geven ook een indicatie van de hoeveelheid firm vermogen dat nodig zou zijn in een strategische reserve om aan de LOLE-norm van 4 uur per jaar te voldoen, waarin firm vermogen staat voor vermogen waarvan verwacht kan worden dat het beschikbaar is, en specifiek tijdens tekorten.[20] Uit de figuur valt namelijk af te lezen wat de maximale ENS is die gemiddeld 4 uur per jaar voorkomt door de grafiek af te lezen bij 4 uur op de x-as, gerepresenteerd met de oranje lijn in figuur 4-4. Voor bijvoorbeeld 2035 hoge vraag ligt dat punt op 4,4 GW, wat betekent dat wanneer 4,4 GW aan tekorten kan worden weggenomen, de LOLE terugloopt naar 4 uur per jaar. Door deze hoeveelheid firm vermogen toe te voegen kan in Nederland de gemiddelde LOLE tot 4 uur per jaar beperkt worden.

Dit werkt echter alleen wanneer dit vermogen buiten de markt opereert, zoals in een strategische reserve. Vermogen in een strategische reserve wordt namelijk buiten de markt gehouden en kan alleen ingezet worden om binnenlandse tekorten op te lossen. Wanneer het vermogen wel zou participeren in de markt, wordt door de markt en door de regels rondom *curtailment management* bepaald hoe dit vermogen zal worden ingezet. Curtailment management is de verzameling aan regels in het marktmechanisme die bepalen hoe met de verdeling van tekorten wordt omgegaan over verschillende biedzones. Een deel van dit vermogen zal kan dan ook ingezet worden om tekorten in het buitenland te verminderen. Zie bijlage 1.6 voor meer uitleg over curtailment management. Dat dit niet slechts een theoretische mogelijkheid is wordt aangetoond in de resultaten van de missing capacity analyse, zie paragraaf 4.1.5. In deze analyse wordt firm vermogen in de markt toegevoegd totdat de gewenste hoeveelheid LOLE wordt bereikt. De resultaten laten zien dat veel grotere hoeveelheden firm vermogen nodig zouden zijn wanneer deze alleen in Nederland worden toegevoegd ten opzichte van zowel in Nederland als in het buitenland.

20 Firm vermogen is een theoretisch concept voor vermogen wat altijd beschikbaar is, zonder uitval (onvoorziene niet-beschikbaarheid) of onderhoud (voorziene niet-beschikbaarheid). Om te bepalen hoeveel daadwerkelijk vermogen nodig is voor een bepaalde hoeveelheid firm vermogen moet worden gekeken naar de daadwerkelijke beschikbaarheid, dit wordt ook wel *derating* genoemd. Zie voor meer hierover paragraaf 4.1.3.

Typering van situaties met tekorten



Figuur 4-5: Typering van situaties met aaneengesloten tekorten (ENS-events) voor steekjaar 2033. Op de y-as wordt de duur van deze situaties weergegeven, op de x-as de totale niet geleverde energie per event. Als voorbeeld, het blok uiterst linksonder geeft het aantal events weer dat slechts 1 uur duurde, met een totaal tekort tussen de 0 en 2 GWh.

Dit wil niet per se zeggen dat een strategische reserve efficiënter is dan een marktbreed capaciteitsmechanisme, juist omdat deze eenheden geen inkomsten kunnen generen uit andere situaties dan situaties met tekorten, terwijl ze daar wel geschikt voor zijn. Zie voor meer informatie hierover het oranje kader op de volgende pagina.

Wanneer situaties met tekorten worden ingedeeld op basis van hun duur en hun totale volume ontstaat het beeld zoals in figuur 4-5. Hierin worden *events* ingedeeld, gedefinieerd als aaneengesloten situaties met tekorten. In deze figuur zijn de ENS-events voor het hoge vraagscenario voor 2035 weergegeven, omdat dit het meest extreme scenario is. Hieruit wordt duidelijk dat het overgrote deel van de events van korte duur is. In 50% van de gevallen is er sprake van een tekort van 3,5 GWh of minder. Ook is in de helft van de gevallen het gemiddelde tekort per event niet groter dan 600 MWh. Uitzonderingen zijn er wel met extreem lange duur van tot wel meer dan 3 dagen en boven de 200 GWh in totaal.

4.1.2 Gevoeligheidsanalyse verlaagde vraag in heel Europa

Tabel 4-2: Resultaten van de gevoeligheidsanalyse voor de verlaagde vraag in heel Europa voor 2030, 2033 en 2035

Zichtjaar	Scenario: lage vraag in Nederland		Gevoeligheid: lage vraag in heel Europa	
	LOLE [uren per jaar]	EENS [GWh per jaar]	LOLE [uren per jaar]	EENS [GWh per jaar]
2030	7,2	8,0	0,9	0,9
2033	18,9	18,4	0,5	0,4
2035	37,3	50,8	7,5	8,7

Tabel 4-2 toont de voorzieningszekerheidsindicatoren voor de gevoeligheid met lagere vraag in heel Europa. Ter vergelijking worden ook de resultaten van het scenario met de lagere vraag in Nederland getoond. De resultaten van de gevoeligheid laten fors lagere LOLE en EENS resultaten zien.

Marktbreed capaciteitsmechanisme en strategische reserves

Wanneer gekozen wordt voor een ondersteunend mechanisme voor nieuwe of bestaande capaciteit is het type mechanisme relevant voor de hoeveelheid capaciteit die nodig is in het systeem. Het onderscheid tussen een marktbreed capaciteitsmechanisme en een strategische reserve wordt uitgebreid besproken door Guidehouse en Frontier Economics in hun rapport in opdracht van het ministerie voor Klimaat en Groene Groei, hierbij wordt uitgebreid ingegaan op de voor- en nadelen van de verschillende maatregelen (Rijksoverheid, Guidehouse & Frontier Economics, 2026).

In een strategische reserve wordt capaciteit buiten de markt in een reserve gehouden en betaald voor de kosten die daarmee gepaard gaan. De capaciteit onder de strategische reserve wordt alleen ingezet bij daadwerkelijke tekorten. Een strategische reserve wordt typisch beheerd door de nationale systeembeheerder, zoals TenneT is voor Nederland. Op basis van vastgelegde voorwaarden wordt capaciteit in de strategische reserve door de systeembeheerder afgeroepen en ingezet. Dit mechanisme dient om de nationale tekorten te dekken die na het sluiten van de markt over zijn gebleven. De hoeveelheid benodigde strategische reserve kan voor ieder niveau van gewenste voorzieningszekerheid worden afgelezen uit de ENS-duurcurve, zoals figuur 4-4.

In een marktbreed capaciteitsmechanisme is dit laatste niet het geval. In dit mechanisme wordt capaciteit binnen de markt ondersteund. Het doel van het mechanisme is om de kosten te dekken die productiecapaciteit, opslag of vraagflexibiliteit niet kunnen dekken binnen de energy-only markt. Hierbij wordt capaciteit dus aangeboden op de elektriciteitsmarkten en zodoende verkocht aan de hoogste bieder. Wanneer hierbij de marktprijs de prijslimieten bereikt, kan via het curtailment management algoritme een gedeelte van deze capaciteit ook naar het buitenland vloeien (zie voor meer informatie hierover bijlage 1.6). Tegelijkertijd wordt de capaciteit veel efficiënter ingezet en hoeft het alleen voor het missende inkomen te worden gedekt, terwijl een aanbieder van capaciteit in een strategische reserve voor al zijn kosten moet worden gedekt. Het benodigde vermogen bij een marktbreed capaciteitsmechanisme is sterk afhankelijk van de situatie in het buitenland en kan groter of kleiner zijn dan de benodigde strategische reserve bij een gelijk LOLE-niveau.

Bij een langzamere vraaggroei in heel Europa zal Nederland pas in 2035 de LOLE-norm van 4 uur overschrijden. In vergelijking tot het lage vraagscenario voor Nederland, neemt de EENS in de gevoeligheid met bijna 90% af in 2030. Voor 2033 is dit bijna 100%.

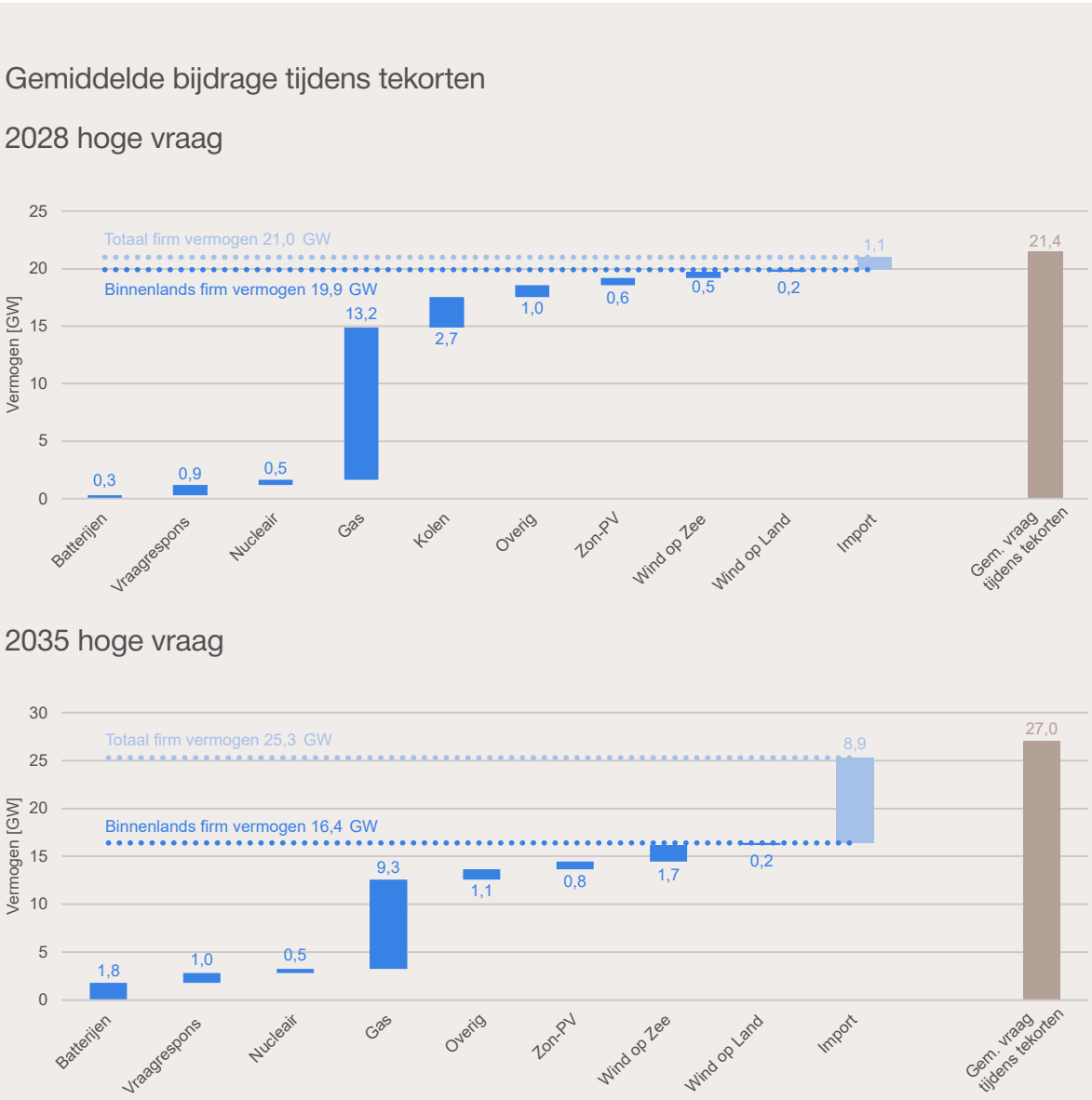
Deze resultaten laten zien dat de voorzieningszekerheid in Nederland in belangrijke mate wordt beïnvloed door de ontwikkelingen in het buitenland. De resultaten van de ERAA 2025 laten significante overschrijdingen zien van de LOLE-normen in veel landen in Europa, waaronder de buurlanden van Nederland. Aangezien TenneT voor de ontwikkelingen in het buitenland uitgaat van de scenario's van de ERAA, zijn vergelijkbare overschrijdingen ook zichtbaar in de modellen van TenneT. Wanneer de situatie in het buitenland verbetert dankzij een langzamere groei van de vraag, leidt dit ook tot een sterke verbetering van de voorzieningszekerheids-indicatoren in Nederland.

Bij deze analyse moet wel een belangrijke nuancering geplaatst worden. Hoewel een langzamere groei van de elektriciteitsvraag in Nederland en in Europa niet onwaarschijnlijk is, kan dit ook gevolgen hebben voor de beschikbare productiecapaciteit. De productiecapaciteit in de ERAA-scenario's is deels gebaseerd op een investeringsmodel, met daarin aannames voor de vraaggroei. Zo wordt er in het gebruikte scenario in Duitsland 23,1 GW aan gasvermogen bijgebouwd tot 2035. Wanneer de vraaggroei langzamer uitvalt, zal dit ook leiden tot minder investeringen, wat de voorzienings-zekerheid weer negatief zal beïnvloeden. Dit effect is niet in deze gevoeligheid meegenomen.

Deze gevoeligheidsanalyse geeft een aantal inzichten. Ten eerste wordt de sterke samenhang van Europese landen duidelijk, want waar in zichtjaren 2030 en 2033 de voorzieningszekerheid boven de norm blijf wanneer alleen Nederland een langzamere elektriciteitsvraag kent, zou de LOLE ruim onder de norm blijven wanneer de elektriciteits-vraag ook in het buitenland vertraagt. Ten tweede ontstaat een duidelijk beeld van de impact van de met elektrificeren samenhangende groei in elektriciteitsvraag op voorzienings-zekerheid, en dat dit niet alleen voor Nederland, maar voor heel Europa geldt. Het consistente beeld is dat zelfs bij groeiend productievermogen op basis van economische parameters in combinatie met toenemende hoeveelheden duurzame energiebronnen en groeiende elektriciteitsvraag de voorzieningszekerheid terugloopt.

4.1.3 Inzet eenheden tijdens tekorten

Om een beter beeld te krijgen van de situaties met tekorten kunnen de inzet van generatoren, vraagrespons en import tijdens situaties met tekorten inzicht bieden. De resultaten hiervan zijn weergegeven in figuur 4-6. Op de y-as (en in de labels) wordt het gemiddelde vermogen weergegeven wat per categorie beschikbaar was tijdens alle situaties met tekorten voor het hoge vraagscenario voor zichtjaar 2028 en 2035. Voor 2035 wordt hieruit duidelijk dat een zeer groot deel van het vermogen (gemiddeld 8,9 GW) wordt geleverd



Figuur 4-6: Gemiddelde inzet van verschillende typen eenheden en elektriciteitsvraag in Nederland in het hoge vraagscenario voor zichtjaar 2028 en 2035 tijdens alle daarin voorkomende situaties met tekorten.

door import uit het buitenland. Het eigen vermogen is goed voor gemiddeld 16,4 GW. Dit is inclusief vraagrespons, batterijvermogen, conventioneel vermogen en wind- en zon-PV-vermogen. In het hoge vraagscenario voor 2028 is de importafhankelijkheid van het buitenland nog aanzienlijk kleiner, hierin wordt gemiddeld slechts 1,1 GW geïmporteerd. De vraag ligt aanzienlijk lager en het binnenlandse vermogen is door een groot park aan gaseenheden plus de nog bestaande koleneenheden aanzienlijk hoger.

Wat ook goed zichtbaar wordt is dat het vermogen uit batterijen, in totaal 5,7 GW in 2028 en 15,8 GW in 2035, maar voor een klein deel beschikbaar is. Tijdens tekorten zijn van dat maximale vermogen gemiddeld in 2028 0,3 GW en in 2035 1,8 GW beschikbaar, respectievelijk 5% en 11% van het totale aansluitvermogen. Dit is sterk afhankelijk van opslagvolume van de batterijen, zoals ook in de vorige editie van de monitor is aangetoond. Batterijen met grotere opslagvolumes zullen langer energie kunnen leveren tijdens langdurige tekorten. Dat het percentage toeneemt wordt deels verklaard doordat het gemiddelde volume van de batterijen toeneemt van 2,4 naar 3,2 uur maal het maximale batterijvermogen. Hoewel zowel dit relatieve effect van batterijen als het absolute vermogen aanzienlijk toeneemt tussen de scenario's, is dit nog ruim onvoldoende om het afnemende binnenlandse productievermogen, laat staan de toenemende vraag te compenseren.

Voor wind- en zonne-energie geldt dat de tekorten vaak samenhangen met beperkte levering uit deze bronnen, dus is de invoeding van deze eenheden inherent laag in deze situaties. Ondanks dat wind op zee in het 2035 scenario met 19,5 GW jaarlijks een aanzienlijk deel van de totale elektriciteitsproductie voor zijn rekening neemt, is er ten tijde van tekorten gemiddeld maar 1,7 GW beschikbaar.

Binnen ieder van deze categorieën is, afhankelijk van de technologie, variatie mogelijk in daadwerkelijke bijdrage tijdens een tekort. Voor conventionele eenheden zoals gas en nucleair, is de bijdrage vooral afhankelijk van uitval van eenheden. Voor batterijen hangen bijdrage samen met vulgraden voor de tekorten en de duur van de tekorten en is de variatie zeer groot. Daadwerkelijke import hangt samen met de grootte van de tekorten, het beschikbare vermogen in het buitenland en de importcapaciteit.

4.1.4 Importafhankelijkheid

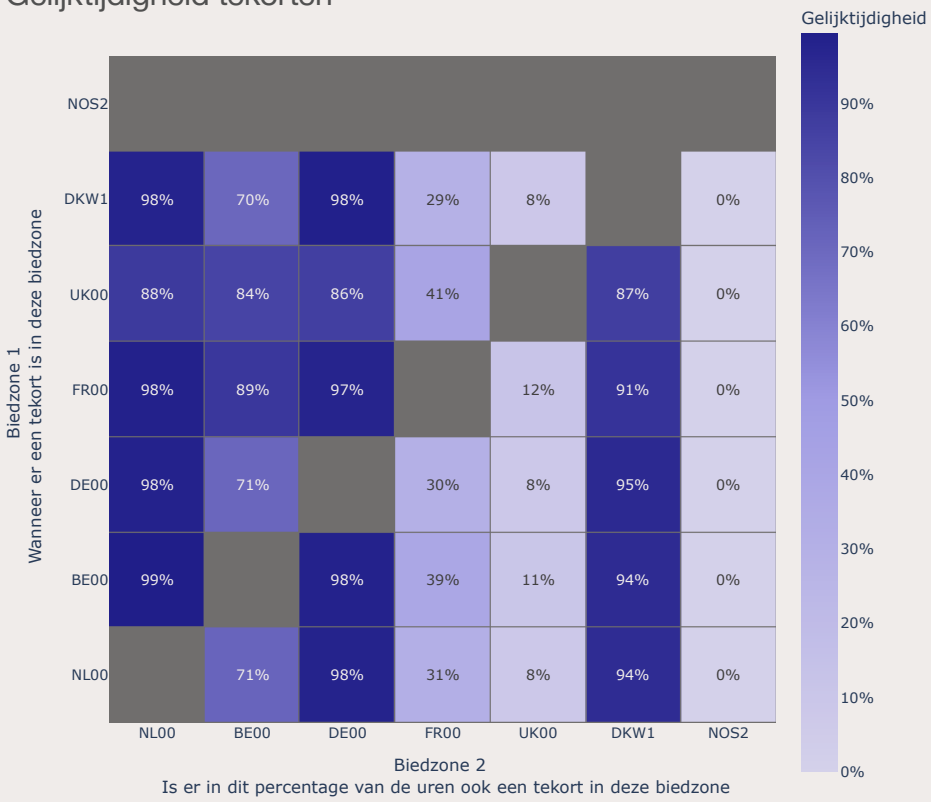
Zoals al genoemd in de context van inzet van eenheden tijdens tekorten spelen importen een aanzienlijke rol in de voorzieningszekerheid. Zo wordt in het hoge vraagscenario voor 2035 maar liefst 8,9 GW aan import verwacht in situaties met tekorten (zie ook tabel 4-3). Figuur 4-7 toont de gelijktijdigheid van tekorten in de Nederlandse biedzone, de vijf aangrenzende biedzones en de Franse biedzone. De regel met NL00 (Nederlandse biedzone) op de y-as geeft weer hoe vaak een tekort in Nederland gelijktijdig optreedt met een tekort in een van de andere biedzones. Tekorten in Nederland komen vaak voor wanneer er ook tekorten zijn in Duitsland. Wanneer Nederland tekorten heeft is dat in 98% van de uren in Duitsland ook het geval. Dit geldt ook voor Denemarken (94%) en in mindere mate ook in België (71%). Het omgekeerde is ook waar. Tekorten in een van deze landen komen vaak gelijktijdig voor met tekorten in Nederland. Dit duidt op een sterke correlatie in de tekorten in deze landen.

Tekorten in Nederland komen minder vaak gelijktijdig voor met tekorten in Frankrijk of in Groot-Brittannië. Tegenovergesteld is het echter wel zo dat in respectievelijk 88% en 98% van de uren met tekorten in Groot-Brittannië en Frankrijk is er ook sprake van tekorten in Nederland. Dit is te verklaren doordat tekorten in de gemodelleerde scenario's relatief vaker voorkomen in Nederland dan in Groot-Brittannië of Frankrijk. Wanneer er dan sprake is van een tekort in Groot-Brittannië of Frankrijk, is de kans groter dat er ook sprake is van een tekort in Nederland.

De hoeveelheid beschikbare import is een vrij grote onzekere factor in het bepalen van de voorzienings-zekerheid. Het is wel duidelijk en vanzelfsprekend, dat hoe sterker Nederland afhankelijk wordt van andere biedzones, hoe groter de impact van beschikbare productie en elektriciteitsvraag in het buitenland wordt. In zowel de scenario's van de monitor als de ERAA wordt een situatie zichtbaar waarin een groot deel van Europa, zeker in 2035, niet aan hun voorzieningszekerheidsnormen voldoet (ENTSO-E, 2025) en de landen worden daarmee sterk van elkaar afhankelijk. Aan de grote hoeveel- heden import tijdens tekorten is te zien hoe sterk import kan bijdragen, maar tegelijkertijd is er in veel van deze gevallen in een groot deel van Europa sprake van schaarste, waarmee deze import onzekerder wordt. Zoals ook wordt besproken in de missing capacity analyse (paragraaf 4.1.5) blijkt dat de tekorten in Nederland in belangrijke mate samenhangen met de ontwikkelingen in het buitenland.

De grootte van de import tijdens tekorten wordt bepaald door het curtailment management algoritme. Dit onderdeel van de marktkoppeling representeert de afspraken over hoe tekorten verdeeld moeten worden over verschillende landen. Zonder curtailment management zou het marktkoppelingsalgoritme tekorten ten eerste grotendeels

Gelijktijdigheid tekorten



Figuur 4-7: Gelijktijdigheid van tekorten in de Nederlandse biedzone (NL00), de vijf aangrenzende biedzones: België (BE00), Duitsland (DE00), Groot Brittannië (UK00), Denemarken-West (DKW1) en Noorwegen Zuid (NOS2), en de Franse biedzone (FR00) voor het hoge vraagscenario voor zichtjaar 2035. De getallen geven weer welk deel van de uren met tekorten in zone 1 (op de y-as) er ook tekorten zijn in zone 2 (op de x-as). De situaties met tekorten voor Noorwegen zijn grijs omdat Noorwegen geen tekorten heeft, en dus ook geen gelijktijdige tekorten.

arbitrair toewijzen over de verschillende landen. Ten tweede kent het algoritme zonder curtailment management een bias waar grote landen potentieel een onbedoeld voordeel hebben bij het verdelen van tekorten.[21] Zoals uitgelegd in bijlage 1.6 worden in curtailment management regels toegevoegd aan de marktkoppeling die in werking treden wanneer er in het markt-koppelingsgebied sprake is van tekorten. In essentie zorgt dit voor een verdeling waarin alleen tekorten worden toegewezen als er sprake is van nationale tekorten én op een manier dat tekorten zoveel mogelijk in verhouding zijn tot deze nationale tekorten en dit alles binnen de beperkingen van het netwerk.[22] Tekorten worden daardoor in de meeste gevallen gedeeld over een aantal biedzones wat ertoe leidt dat er vele uren in de simulatie bestaan met relatief kleine hoeveelheden tekorten (<0,5 GW), zoals zichtbaar is in figuur 4-4. Omdat tekorten expliciet niet worden toebedeeld aan landen die op dat moment voor hun eigen voorzieningszekerheid kunnen zorgen, is alleen in die situaties de afhankelijkheid van de situatie in het buitenland verwaarloosbaar.

De bijdragen uit het buitenland tijdens uren met tekorten zijn samengevat in tabel 4-3. Hieruit wordt duidelijk dat terwijl de tekorten toenemen, ook de bijdrage uit het buitenland sterk stijgt. Zelfs wanneer alle factoren gelijk blijven en alleen de vraag toeneemt, nemen importen uit het buitenland toe.

21 Grote landen hebben per MW invoeding in het net over het algemeen minder impact op interconnectoren, omdat stromen zich verdelen over een groter net. Daarmee zullen zij per MW export of import dus vaak het netwerk minder snel overbelasten. Daarom ‘kiest’ het marktkoppelingsalgoritme er in principe voor om deze landen te laten exporteren of importeren boven kleinere landen, zo hebben zij mogelijk en onbedoeld voordeel bij het verdelen van tekorten.

22 Zoals door het Flow-Based domein beperkt (zie bijlage 1.5).

Zonder deze bijdragen zouden de LOLE en EENS aanzienlijk hoger liggen. De hoge bijdragen geven aan dat vertraagde groei van flexibele productiemiddelen in het buitenland een belangrijke factor zijn voor de Nederlandse voorzieningszekerheid. Omdat controle daarop beperkt is, is dit tegelijkertijd ook een onzekere factor, zeker omdat een gedeelte van deze capaciteit afhangt van productiecapaciteit in het buitenland die er nog niet staat.

Tabel 4-3: Overzicht van de gemiddelde bijdragen van import tijdens tekorten in de verschillende simulaties.

Zichtjaar	Bijdrage import tijdens tekorten [GW]	
	Lage vraag	Hoge vraag
2028	0,6	1,1
2030	2,7	3,7
2033	4,6	7,1
2035	7,2	8,9

Net zoals bij de bijdrage van verschillende technologieën is hierbij belangrijk dat de bijdrage uit het buitenland niet constant is. Deze is afhankelijk van de beschikbaarheid van productievermogen in het buitenland, de Nederlandse situatie en importcapaciteit. Grotere hoeveelheden momentane tekorten hangen vaak samen met verminderde beschikbaarheid van import.

4.1.5 Missing capacity analyse

De missing capacity analyse is een nieuwe analyse die in deze editie van de monitor is toegevoegd. Vorige edities van de monitor bevatten wel een analyse van de missing capacity in een fictief geïsoleerd Nederlands systeem. Hoewel deze benadering inzicht gaf in de mate waarin Nederland afhankelijk is van andere landen, is zij slechts beperkt informatief voor de hoeveelheid capaciteit die in de praktijk zou moeten worden toegevoegd in Nederland om te voldoen aan de voorzieningszekerheidsnorm. In een sterk verbonden Europees elektriciteitssysteem wordt extra capaciteit namelijk niet alleen ingezet voor het nationale systeem, maar draagt zij via interconnectie ook bij aan het verminderen van tekorten in omringende landen, en vice versa.

Om deze interacties expliciet mee te nemen, is in deze editie een nieuwe missing capacity analyse geïntroduceerd waarin capaciteit wordt toegevoegd binnen een Europees model. Zie bijlage 1.7 voor een uitgebreidere beschrijving van de methodiek. Omdat deze analyse een iteratieve berekening is en daarmee veel rekentijd kost, is deze enkel uitgevoerd voor de hoge vraagscenario's voor de zichtjaren 2030 en 2035. Daarnaast is het aantal iteraties beperkt tot 4. In de analyse zijn twee varianten beschouwd:

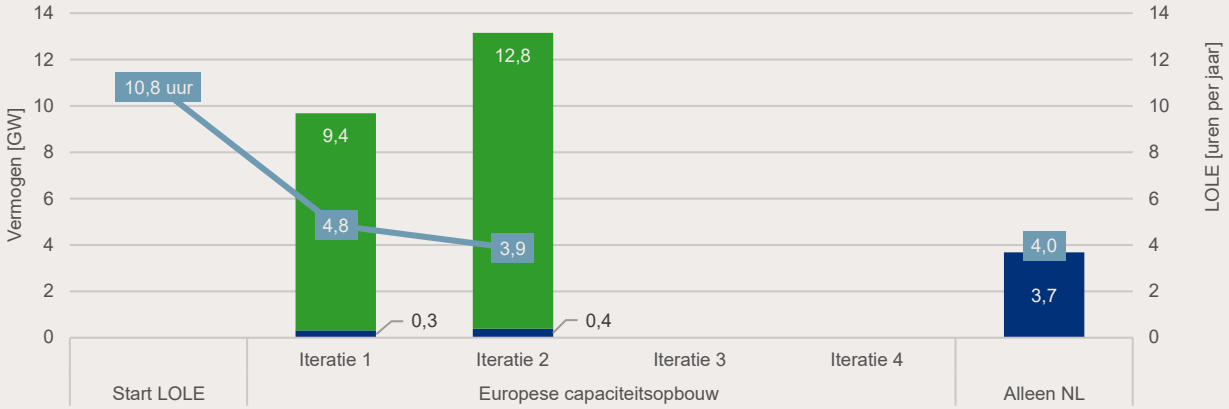
- **Alleen additionele capaciteit in Nederland:** in de eerste variant is in een iteratief proces firm vermogen toegevoegd in Nederland totdat de gemiddelde LOLE binnen de norm van 4 uur per jaar valt. Hierbij wordt geen aanpassing gedaan aan het vermogen in het buitenland.
- **Europese capaciteitsopbouw:** in de tweede variant is in een iteratief proces firm vermogen toegevoegd in alle Europese landen totdat de gemiddelde LOLE in Nederland binnen de norm van 4 uur per jaar valt. Hierbij wordt het toegevoegde vermogen per land bepaald aan de hand van de ENS duurcurve en de geldende LOLE-norm in dat land. Hiermee wordt aangenomen dat ieder land maatregelen zal nemen om de LOLE te beperken tot de voorzieningszekerheidsnorm. Zie bijlage 1.7 voor meer uitleg over de gebruikte methodiek.

Een overzicht van de resultaten van de missing capacity analyse is opgenomen in tabel 4-4 en figuur 4-8, waarbij de figuur ook de tussenresultaten toont van de verschillende iteraties voor de variant met Europese capaciteitsopbouw. Naast de toegevoegde firm capaciteit laten de tabel en figuur ook zien wat de resulterende LOLE is in Nederland na de capaciteitstoevoeging. De resulterende LOLE hoeft in de gebruikte methode niet exact op 4 uur uit te komen. Dit heeft twee oorzaken. Waar de LOLE boven de 4 uur uitkomt, komt dit doordat de voorzieningszekerheidsnorm nog niet was bereikt na 4 iteraties. Waar de LOLE onder de 4 uur uitkomt is er sprake van een *overshoot* waarbij teveel capaciteit is toegevoegd.

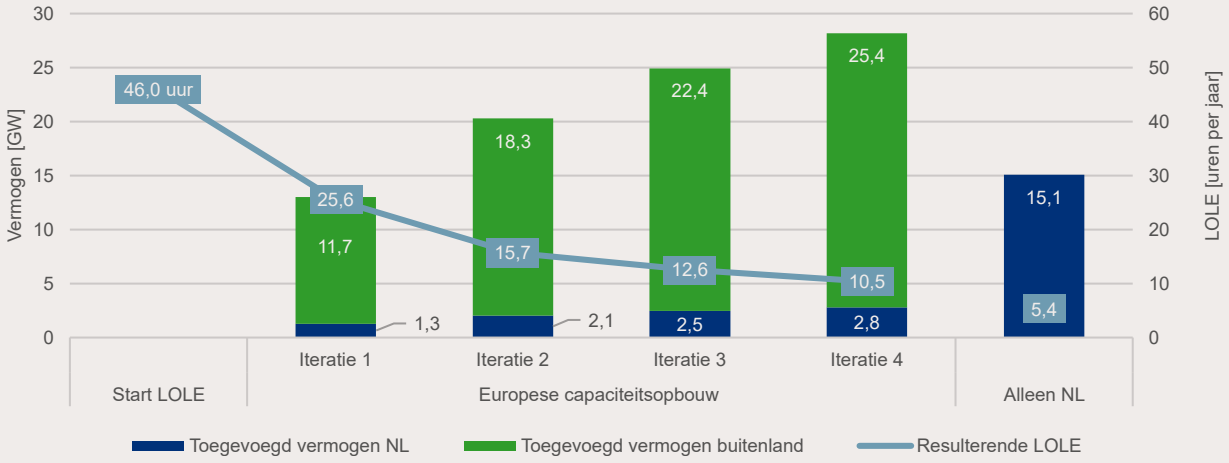
Tabel 4-4: Overzicht van de resultaten van de missing capacity analyse.

	Alleen Nederland voegt capaciteit toe		Europa voegt gelijkmatig capaciteit toe op basis van LOLE en ENS		
Scenario	Toegevoegde firm capaciteit [GW]	Resulterende LOLE [uren per jaar]	Toegevoegde firm capaciteit in Nederland [GW]	Toegevoegde firm capaciteit buiten Nederland [GW]	Resulterende LOLE Nederland [uren per jaar]
2030 (hoge vraag)	3,7	4,0	0,4	12,8	3,9
2035 (hoge vraag)	15,1	5,4	2,8	25,4	10,5

Hoge vraag, zichtjaar 2030



Hoge vraag, zichtjaar 2035



Figuur 4-8: Resultaten van de missing capacity analyse voor zichtjaar 2030 en zichtjaar 2035 van het hoge vraag scenario. De grafieken laten de resultaten zien van variant met Europese capaciteitsopbouw en de variant waarbij enkel capaciteit is toegevoegd in Nederland. Voor de variant met Europese capaciteitsopbouw worden ook de resultaten voor de onderliggende iteraties getoond.

Voor de variant waarbij alleen capaciteit in Nederland wordt toegevoegd laat de analyse zien dat in 2030 circa 3,7 GW aan firm capaciteit in Nederland moet worden toegevoegd om aan de LOLE-norm te voldoen. In 2035 is dat minimaal 15,1 GW. Op dat moment is het maximum aantal iteraties behaald, maar ligt de LOLE met 5,4 uur per jaar nog niet binnen de voorzieningszekerheidsnorm. Om dat getal in perspectief te plaatsen: het zou bijna een verdubbeling betekenen van het opgestelde firm vermogen in 2035 in Nederland (zie bijvoorbeeld figuur 4-6 voor totale firm vermogen in Nederland in het 2035 hoge vraagscenario). In de variant waar capaciteit in heel Europa wordt toegevoegd, zodanig dat alle landen aan hun voorzieningszekerheidsnorm voldoen, is er een stuk minder firm capaciteit nodig in Nederland om aan de LOLE-norm van 4 uur per jaar te voldoen. In 2030 is dan nog maar om 0,4 GW nodig om tot een LOLE van 3,9 uur per jaar te komen. In 2035 is 2,8 GW nodig om tot 10,5 uur per jaar te komen. Doordat ook hier het maximum aantal iteraties bereikt is, ligt de LOLE daarbij nog niet binnen de voorzieningszekerheidsnorm. Op basis van de ENS duurcurves van de laatste

iteratie kan ingeschat worden dat circa 3,6 GW nodig zou zijn om de LOLE te beperken tot 4 uur.[23]

De resultaten van de gevoeligheidsanalyse, beschreven in paragraaf 4.1.2, lieten al zien dat de voorzienings-zekerheid in Nederland in belangrijke mate wordt beïnvloed door de ontwikkelingen in het buitenland. De resultaten van de missing capacity analyse onderstrepen dit nogmaals. Wanneer de situatie in het buitenland zich zal ontwikkelen zoals voorzien in de scenario's van de ERAA, zal het voor Nederland vrijwel onmogelijk zijn om aan haar LOLE-norm te voldoen. Er zouden namelijk zeer grote hoeveelheden firm vermogen in Nederland moeten worden toegevoegd om de LOLE tot 4 uur te beperken. Wanneer er daarentegen vanuit gegaan wordt dat de andere landen in Europa ook maatregelen nemen om aan hun voorzieningszekerheidsnorm te voldoen, is het extra benodigde vermogen in Nederland beperkt. Met een additioneel firm vermogen van 2,8 GW in 2035 is de LOLE gedaald tot 10,5 uur per jaar. Naar schatting zou een additioneel firm vermogen 3,6 GW nodig zijn om aan de voorzieningszekerheidsnorm te voldoen. Aangezien er in de scenario's voor Nederland tussen nu en 2035 ongeveer 5,9 GW gasvermogen en 4,0 GW kolenvermogen uit bedrijf genomen wordt, zou aan deze missing capacity ruimschoots voldaan kunnen worden door middel van levensduurverlenging van oude gascentrales, eventueel in combinatie ombouw van kolencentrales voor biomassa. Een capaciteitsmechanisme kan helpen ervoor te zorgen dat dit vermogen in de markt kan blijven opereren.

4.1.6 Vergelijking met eerdere studies

Vergelijking met de Monitor Leveringszekerheid 2025

De resultaten in deze editie van de monitor laten een flinke verslechtering zien van de voorzieningszekerheidsindicatoren ten opzichte van de vorige editie. Een vergelijking tussen de twee edities wat betreft de belangrijkste scenarioaannames en resultaten is opgenomen in tabel 4-5. Hoewel de flexibele vermogens niet veel verschillen tussen de twee edities, zijn de LOLE en EENS resultaten duidelijk slechter, zowel in het hoge als lage vraagscenario van deze editie van de monitor. Voor het hoge vraagscenario is het evident dat dit voor een groot deel te maken heeft met de hogere vraag dan in het basis-scenario van de vorige editie van de monitor. Hoewel voor een deel van de sectoren de vraag naar beneden is bijgesteld, hebben datacenters een belangrijke rol in het verhogen van de totale elektriciteitsvraag. Dat het lage vraagscenario ook tot een hogere LOLE en EENS leidt dan in de vorige editie is misschien onverwacht. Beide scenario's hebben echter te maken met een hogere vraag in de omringende landen zonder bijbehorende verhoging van productiecapaciteit. De vraag in Duitsland ligt bijvoorbeeld op 610 TWh in 2030, waar dat in de vorige editie nog op 566 TWh lag. Voor 2035 is het verschil zelfs +70 TWh, terwijl qua opwekvermogen de aannames voor Duitsland vergelijkbaar zijn.

De oorzaak daarvan ligt bij de ERAA. Zoals besproken in hoofdstuk 3, zijn de gegevens voor het buitenland in deze monitor gebaseerd op één van de twee scenario's uit de ERAA 2025. Dit ERAA scenario houdt rekening met een additionele risico-opslag voor nieuwe investeringen, inkomsten moeten daardoor hoger liggen om nieuwe

Tabel 4-5: Overzicht van verschillen in de aannames en resultaten tussen deze en de vorige editie van de monitor, de MLZ 2025 (TenneT, 2025).

		2030		2033		2035	
		MLZ 2025	MVZ 2026	MLZ 2025	MVZ 2026	MLZ 2025	MVZ 2026
Aannames	Gasvermogen [GW]	14,4	14,1	12,7	12,4	12,5	11,6
	Vermogen vraagrespons [GW] (verschuiving & afschakeling)	2,5	2,2	3,3	2,8	4,3	3,1
	Vermogen batterijen [GW]	7,0	8,6	11,8	12,9	16,1	15,8
	Jaarlijkse vraag [TWh]	153,1	146,8 - 160,3	175,4	160,3 - 188,1	190,2	188,1 - 205,8
Resultaten	LOLE [uur per jaar]	1,1	7,2 - 10,8	12,6	18,9 - 31,1	9,2	37,3 - 46,0
	EENS [GWh per jaar]	0,8	8,0 - 13,4	14,1	18,4 - 44,7	15,7	50,8 - 78,1

23 Voor deze inschatting is gekeken naar de hoogte van de ENS duurcurve bij een LOLE van 4 uur op basis van de laatste iteratie.

investeringen aan te nemen. Dit betekent dat de gegevens voor het buitenland in deze MVZ minder gunstig zijn ten opzichte van de vorige edities van de ERAA en de monitor. Hoewel in deze editie van de monitor niet de complete situatie in het buitenland wordt beschouwd, is het wel aannemelijk dat de situatie in het buitenland, gezien de combinatie van vraagtoename en verminderde investeringsbereidheid, minder positief is voor voorzieningszekerheid. Dat het buitenland een groot effect heeft op de Nederlandse voorzieningszekerheid zagen we ook al in de gevoeligheidsanalyse voor verlaagde vraag in heel Europa.

Vergelijking met de ERAA 2025

Tabel 4-6: Overzicht van belangrijke verschillen en overeenkomsten tussen de monitor 2026 en ERAA 2025.

	2028		2030		2033		2035	
	ERAA 2025	MVZ 2026	ERAA 2025	MVZ 2026	ERAA 2025	MVZ 2026	ERAA 2025	MVZ 2026
LOLE [uur per jaar]	9,0	0,7 – 4,5	12,0	7,2 - 10,8	15,4	18,9 - 31,1	17,9	37,3 - 46,0
EENS [GWh per jaar]	6,1	0,3 – 2,0	8,9	8,0 - 13,4	19,7	18,4 - 44,7	19,9	50,8 - 78,1

In vergelijking met de ERAA-resultaten is de verwachte LOLE tot en met 2030 in de MVZ lager. Na 2030 komen de resultaten boven het ERAA scenario uit. De resultaten liggen in 2033 en 2035 lager dan het 'combined risk aversion' scenario, maar dit scenario is niet door ACER goedgekeurd en wordt daarom uit de ERAA conceptversie verwijderd voor de finale versie van ERAA.[24] Voor het buitenland is in de monitor het 'only hurdle premium' scenario gebruikt, daar komen beide MVZ-scenario's wat betreft LOLE boven in 2033 en 2035. In alle gevallen wordt in beide studies een LOLE van ruim boven de 4 uur per jaar verwacht vanaf 2030, in 2028 komt de LOLE alleen in het MVZ lage vraagscenario onder de voorzieningszekerheidsnorm. Gezien dat scenario's in deze monitor beter passen bij voorzieningszekerheidsstudies acht TenneT deze scenario's waarschijnlijker dan die in de ERAA zijn gebruikt. Daarom stelt TenneT dat de voorzieningszekerheidsrisico's pas vanaf 2030 de voorzieningszekerheidsnorm echt overschrijden.

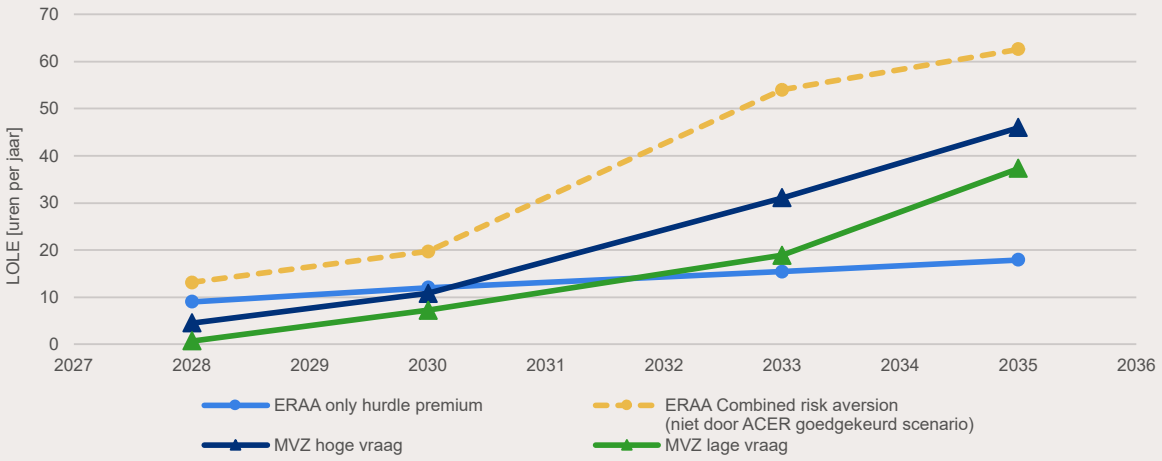
Een vergelijking met de ERAA voor Nederland is niet eenvoudig, omdat in deze ERAA voor Nederland gebruik is gemaakt van het Koersvaste Middenweg scenario (KM) van Netbeheer Nederland (NBNL). Dit is een scenario wat TenneT heeft gebruikt voor bijvoorbeeld haar Investeringsplan 2026. Hierin liggen zowel de vraag als het aanbod hoger dan de in deze monitor gebruikte scenario's. Het buitenland is wel ongewijzigd tussen MVZ 2026 en het ERAA 2025 scenario. Dat voor een andere benadering is gekozen in de ERAA heeft vooral te maken met de daarin geldende richtlijnen over hoe scenario's eruit moeten zien, zo moeten klimaatdoelen in deze scenario's in principe gehaald worden. Dit geldt ook wanneer het beeld dat in die scenario's naar voren komt niet langer als realistisch gezien wordt. Hoewel dit vanaf ERAA 2027 zal gaan wijzigen en meer nadruk gelegd zal worden op zogenaamde 'trends and projections' scenario's, was dat in ERAA 2025 nog niet het geval. Zo bedraagt de elektriciteitsvraag in het KM-scenario van NBNL voor 2030 181 TWh, waar deze MVZ uitgaat van 160 TWh in het hoge vraagscenario en 147 TWh in het lage vraagscenario. Tegelijkertijd staat er in het KM-scenario een additionele 4,7 GW aan conventioneel vermogen om het grotere gat op te vullen. Met andere woorden draagt een numerieke vergelijking niet bij aan het begrip van beide resultaten.

4.2 Resultaten economische levensvatbaarheidsanalyse

In dit hoofdstuk worden de resultaten van de economische levensvatbaarheidsanalyse gepresenteerd.[25] Het belangrijkste doel van deze analyse is om na te gaan of de aangenomen opgesteld vermogens van productiecapaciteit, batterijen en vraagrespons in de scenario's plausibel zijn op basis van

24 Zie ook de inleidende paragraaf van hoofdstuk 3, met name voetnoot 9 (ACER, 2026a).

25 De economische levensvatbaarheidsanalyse die door TenneT is uitgevoerd staat los van de Economic Viability Assessment die als onderdeel van de ERAA wordt uitgevoerd. In de ERAA wordt gebruik gemaakt van een investeringsmodel gebaseerd op systeemkosten om levensvatbaar vermogen toe te voegen aan het scenario, of om niet-levensvatbaar vermogen te verwijderen uit het scenario. De analyse in deze MVZ is hoofdzakelijk een controle op de levensvatbaarheid van het opgestelde vermogen dat in de scenario's wordt aangenomen, waarbij het opgestelde vermogen zelf niet wordt aangepast.



Figuur 4-9: LOLE in de MVZ 2026 versus LOLE in de twee ERAA-scenario's voor Nederland in de 4 verschillende zichtjaren.

hun economische levensvatbaarheid. Wanneer het opgesteld vermogen als niet levensvatbaar wordt beoordeeld, betekent dit dat er een risico bestaat dat bestaande capaciteit vroegtijdig uit bedrijf genomen zal worden, of dat veronderstelde investeringen niet zullen plaatsvinden. Dit kan een aanvullend risico vormen voor de voorzieningszekerheid.

In deze editie van de monitor is voor de economische levensvatbaarheidsanalyse gebruik gemaakt van dezelfde methodiek als in voorgaande edities, zoals geïntroduceerd in een in 2024 gepubliceerde whitepaper (TenneT, 2024a). Deze methodiek is gebaseerd op het kwantificeren van een aantal belangrijke *value drivers* voor elk type capaciteit. Deze value drivers vertegenwoordigen samen de totale jaarlijkse netto-inkomsten en deze worden vergeleken met inschattingen van de jaarlijkse vaste kosten en eventuele kapitaalkosten bij nieuwe investeringen. De mate waarin de jaarlijkse netto-inkomsten de vaste kosten kunnen dekken bepaalt of de verschillende eenheden beoordeeld worden als 'zeer waarschijnlijk levensvatbaar', 'waarschijnlijk levensvatbaar', 'mogelijk levensvatbaar' of 'levensvatbaarheid in gevaar'. Voor de bepaling van de netto-inkomsten gaat TenneT uit van mediane netto-inkomsten op basis van de Monte-Carlo simulaties. Meer toelichting op de methodiek voor de economische levensvatbaarheidsanalyse is te vinden in bijlage 2.

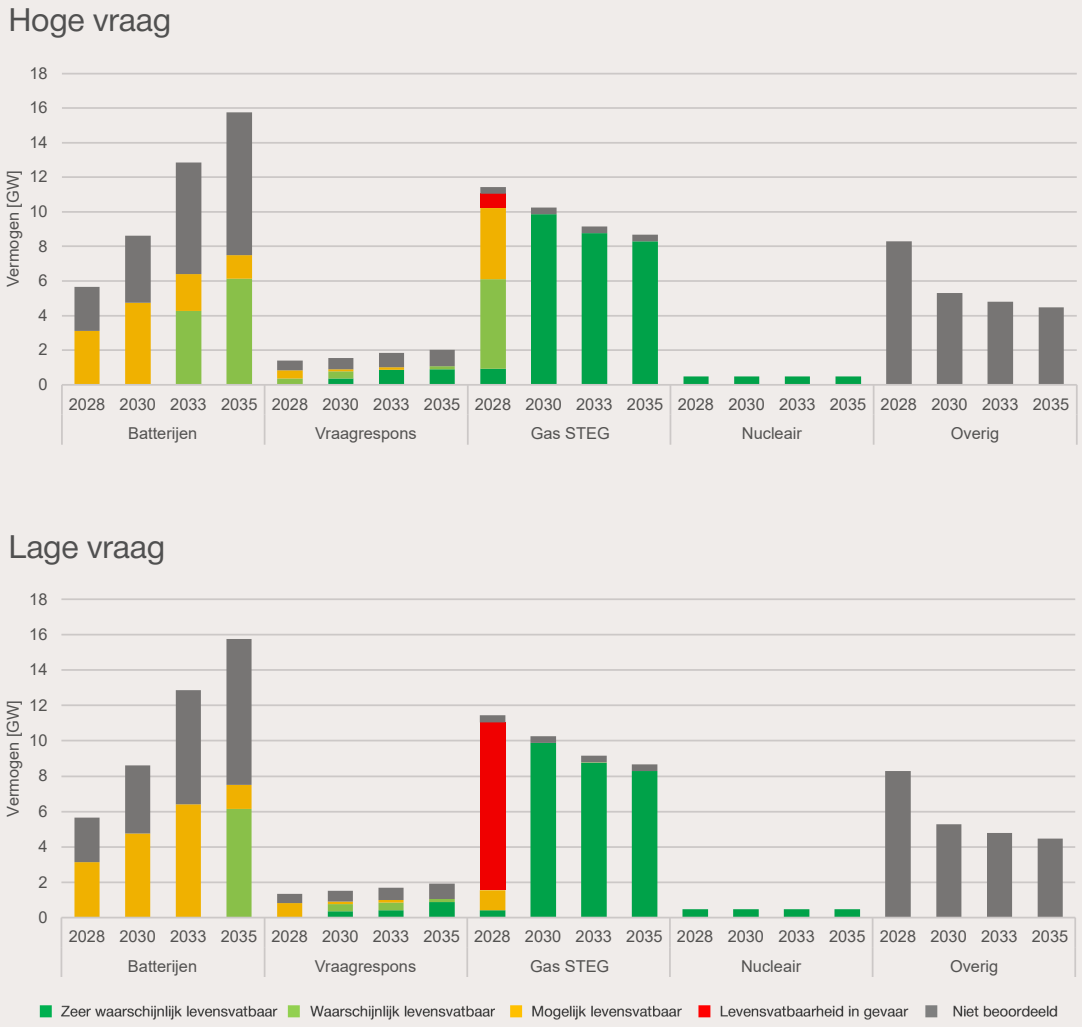
Ten opzichte van de vorige editie van de monitor is de methodiek voor de economische levensvatbaarheidsanalyse op een aantal punten gewijzigd en zijn enkele aannames in de analyse geactualiseerd. De belangrijkste hiervan zijn een verbeterde methodiek om de inkomsten van batterijen beter te kunnen ramen, evenals een nieuwe aanpak voor het bepalen van de prijzen en de allocatie van balanceringscapaciteit en de bijbehorende inkomsten. Meer details hierover zijn te vinden in bijlage 2.2 en bijlage 2.3.

4.2.1 Overzicht hoofdresultaten

Figuur 4-10 toont een overzicht van de resultaten van de economische levensvatbaarheidsanalyse voor geselecteerde technologieën[26] voor alle zichtjaren. Samengevat laten de resultaten het volgende zien:

— In 2028 blijkt, afhankelijk van het scenario, de economische levensvatbaarheid van circa 5 GW tot 10,6 GW aan gascentrales onzeker. Deze centrales worden beoordeeld als 'mogelijk levensvatbaar' of zelfs 'levensvatbaarheid in gevaar' en dit betreft zowel

26 Duurzame energiebronnen als zon-PV en windenergie worden niet in de analyse meegenomen omdat TenneT over onvoldoende data beschikt om tot een goede beoordeling te komen.



Figuur 4-10: Overzicht van de resultaten van de economische levensvatbaarheidsanalyse per technologietype en zichtjaar voor de hoge vraag (bovenste figuur) en lage vraag (onderste figuur) scenario's. De categorie batterijen omvat grootschalige batterijen (wel beoordeeld), batterijen met colocatie, batterijen bij huishoudens en V2G-batterijen (niet beoordeeld). De categorie vraagrespons omvat vraagafschakeling (wel beoordeeld) en vraagverschuiving (niet beoordeeld). De categorie overig omvat met name kleinschalige installaties waarvoor veelal onvoldoende informatie beschikbaar is om de levensvatbaarheid te beoordelen. Dit zijn onder andere kleine gasturbines, WKK-installaties in de glastuinbouw, biomassa WKK-installaties, afvalverbrandingsinstallaties en installaties bij onder andere ziekenhuizen en universiteiten. Daarnaast zijn in deze categorie ook de kolencentrales meegenomen. Deze zijn niet beoordeeld omdat ze na 2028 uit bedrijf worden genomen.

oudere, minder efficiënte eenheden als modernere efficiëntere gasgestookte stoom- en gasturbine (STEG) centrales. Van deze gascentrales wordt niet verwacht dat ze de investeringskosten van periodiek groot onderhoud zouden kunnen terugverdienen. Hierdoor bestaat het risico dat een deel van deze eenheden uit bedrijf genomen zal worden wanneer dergelijk groot onderhoud zich aandient. Vanaf 2030 zijn bijna alle gascentrales echter 'zeer waarschijnlijk levensvatbaar' in beide scenario's.

— De economische levensvatbaarheid van alle technologietypes verbetert naarmate de jaren vorderen. Dit hangt samen met de toenemende schaarste in het systeem en hoge elektriciteitsprijzen (zie de volgende paragraaf).

— Tot en met 2030 wordt alle beoordeelde batterijcapaciteit in zowel het hoge- als het lage vraagscenario geclassificeerd als ‘mogelijk levensvatbaar’. Dit betekent dat de gemodelleerde batterijcapaciteit naar verwachting niet in staat is om zowel de investeringskosten als de vaste exploitatie- en onderhoudskosten, inclusief netwerktarieven, te dekken, rekening houdend met de volledige potentiële waarde die beschikbaar is uit de intradaymarkt.[27] Hierbij is aangenomen dat gebruik wordt gemaakt van een korting op de netwerktarieven via een tijdsduurgebonden transportrecht (TDTR) en dat batterijen hun laadvermogen beperken tijdens piekuren om de tijdsgebonden component van hun transporttarieven te minimaliseren. In 2033 verbetert de levensvatbaarheid van batterijen in het hoge vraagscenario, en in 2035 wordt het overgrote deel van de batterijcapaciteit in beide vraagscenario’s als ‘waarschijnlijk levensvatbaar’ beoordeeld.
— Vraagrespons activeert over het algemeen bij hoge elektriciteitsprijzen. De economische levensvatbaarheid verbetert daardoor sterk bij toenemende schaarste in het systeem.

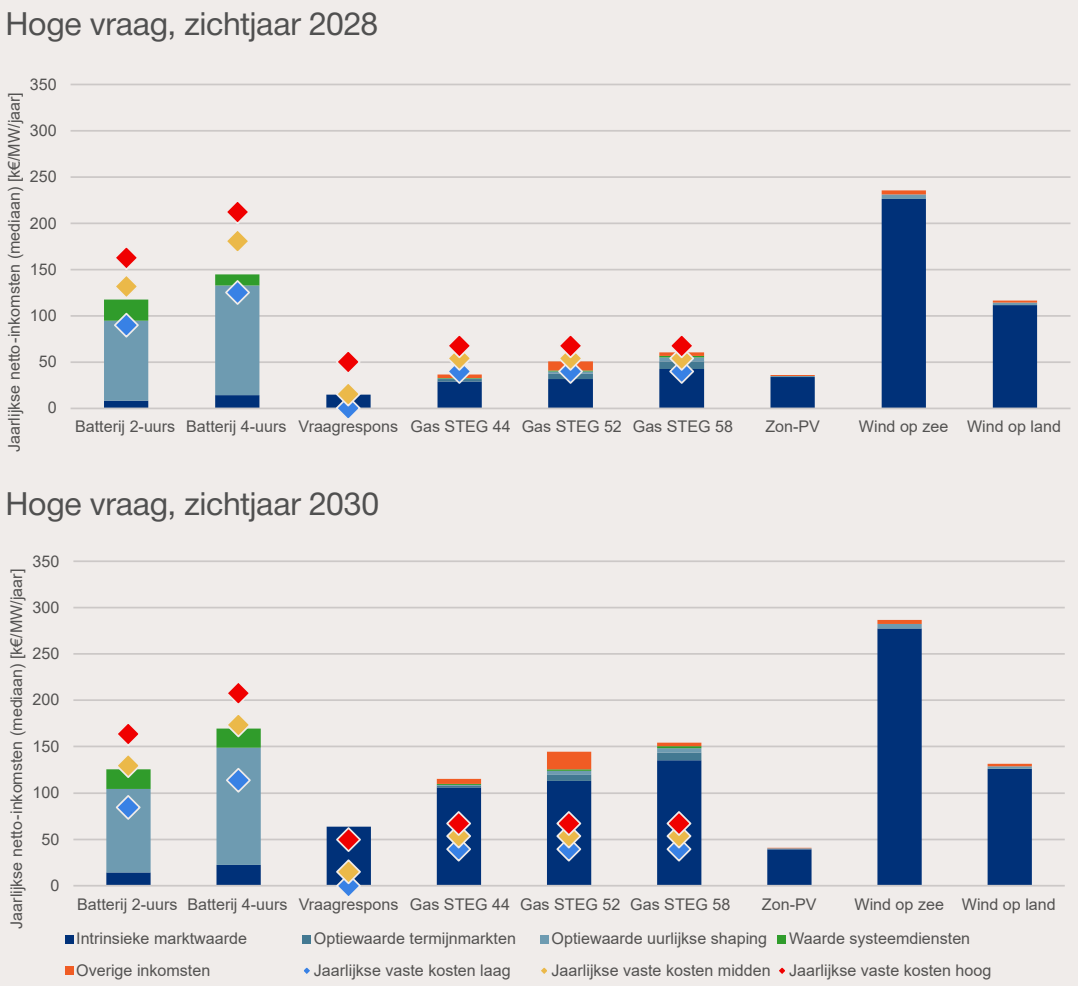
4.2.2 Onderliggende factoren van de economische levensvatbaarheid resultaten

De resultaten van de economische levensvatbaarheids-analyse worden bepaald door meerdere factoren. Een deel van deze factoren is veranderd ten opzichte van de vorige editie van de monitor, als gevolg van zowel marktontwikkelingen als aanpassingen in de methodiek. De belangrijkste factoren zijn hieronder weergegeven.

— De intrinsieke marktwaarde van gascentrales wordt met name beïnvloed door twee ontwikkelingen. Enerzijds neemt de elektriciteitsproductie door gascentrales af door toenemende elektriciteitsproductie uit zonne- en windenergie. Daarnaast nemen elektriciteitsprijzen af dankzij de lage marginale kosten van zonne- en windenergie. Tezamen leidt dit tot een lagere intrinsieke marktwaarde. Tegelijkertijd neemt het aantal uren met schaarste in het systeem toe door een groeiende elektriciteitsvraag en een afname van het thermische vermogen. Dit leidt tot een verhoging van de intrinsieke marktwaarde. In 2028 is het eerste effect dominant. De economische levensvatbaarheid van gascentrales staat onder druk door een afnemende intrinsieke marktwaarde. Dit effect is nog sterker in het lage vraagscenario. Vanaf 2030 wordt het tweede effect echter dominant. De intrinsieke marktwaarde van alle technologieën neemt toe dankzij een verslechterende voorzieningszekerheidssituatie met meer uren met hoge elektriciteitsprijzen tot gevolg. Dit effect wordt verder versterkt doordat hogere marktprijslimieten zijn aangenomen in deze editie van de monitor.
— De optionaliteitswaarde voor gascentrales is afgenomen ten opzichte van de vorige editie van de monitor. Dit komt met name doordat de aangenomen potentiële optiewaarde naar beneden is bijgesteld op basis van recente optieprijzen (zie bijlage 2.4)
— Op basis van een nieuwe methodiek voor de modellering van balanceringsreserves zullen batterijen naar verwachting een groter aandeel van het balanceringsreservevermogen leveren dan in de vorige editie van de monitor was aangenomen. Hierdoor nemen de inkomsten uit systeemdiensten af voor thermische centrales en vraagrespons. Daarnaast worden in deze editie van de monitor lagere prijzen veronderstelt voor de levering van systeemdiensten. Hierdoor vallen de inkomsten voor alle technologieën lager uit.
— Tot slot heeft de vernieuwde modellering van batterijen in deze editie eveneens meerdere effecten. Enerzijds worden potentiële intraday inkomsten nu expliciet gemodelleerd. Door de hogere prijsvolatiliteit op de intradaymarkt leidt dit tot een hogere geschatte optionaliteitswaarde.[28] Tegelijkertijd houdt de modellering nu expliciet rekening met de verwachte effecten van tijdsgebonden transporttarieven, die batterij-exploitanten stimuleren hun laadgedrag in piekperioden aan te passen om netwerkkosten te beperken, evenals met TDTR, op basis waarvan TenneT het laden van batterijen tot maximaal 15% van de tijd kan beperken ter borging van de netzekerheid. Daarnaast zijn de vaste kosten en netwerktarieven voor batterijen herzien en nemen deze in de tijd toe (TenneT, 2024b).

De hierboven beschreven effecten zijn duidelijker zichtbaar in figuur 4-11. Deze figuur toont een uitsplitsing van de mediane jaarlijkse netto-inkomsten over de verschillende value drivers voor verschillende technologietypes in zichtjaar 2028 en 2030 van het hoge vraagscenario. Hierbij zijn de mediane inkomsten gemiddeld per technologietype.

27 Er is hierbij geen rekening gehouden met potentiële wijzigingen in tariefstructuur zoals de invoering van een producententarief (invoedingstarief), er is voor netwerktarieven uitgegaan van de huidige tariefstructuur.
28 Deze aanpak vervangt de correctiefactoren die in eerdere edities werden toegepast op de marktwaarde en optionaliteitswaarde van batterijen.



Figuur 4-11: Uitsplitsing van jaarlijkse netto inkomsten over de verschillende value drivers voor het basisscenario in steekjaar 2030. Daarnaast worden de aangenomen jaarlijkse vaste kosten getoond door de gekeurde ruitjes. De grafiek laat de mediane jaarlijkse netto inkomsten zien, op basis waarvan de levensvatbaarheidsbeoordeling gedaan wordt, voor één representatieve eenheid voor elk technologietype. De categorie gas STEG 44 omvat met name oudere gascentrales met een efficiëntie rond 44% of lager. De categorie gas STEG 58 omvat modernere gascentrales met een efficiëntie rond 58% of hoger. De categorie gas STEG 52 ligt hier qua efficiëntie tussenin, rond 52%. Zie bijlage 1.6 en specifiek Tabel B2-5 voor een verklaring van de jaarlijkse vaste-kostenniveaus.

Daarnaast toont de figuur de aangenomen jaarlijkse vaste kosten, behalve voor de technologietypes waarvan de economische levensvatbaarheid niet is beoordeeld.[29]
Uit de figuur blijkt dat met name de intrinsieke marktwaarde van vraagrespons en gascentrales toeneemt tussen zichtjaar 2028 en zichtjaar 2030 in het hoge vraagscenario. Dit hangt samen met toegenomen schaarste en daarmee meer uren met hoge elektriciteitsprijzen. Hoewel TenneT in de economische levensvatbaarheidsanalyse uitgaat van mediane inkomsten, en daarmee de meest extreme weerscenario's buiten beschouwing laat, kan er ook in deze mediane resultaten sprake zijn van uren met ENS en bijbehorende zogenoemde schaarste-inkomsten. Deze schaarste-inkomsten kunnen een groot deel vormen van de totale netto-inkomsten. Een aanvullende analyse op deze schaarste-inkomsten is toegevoegd in bijlage 2.7.

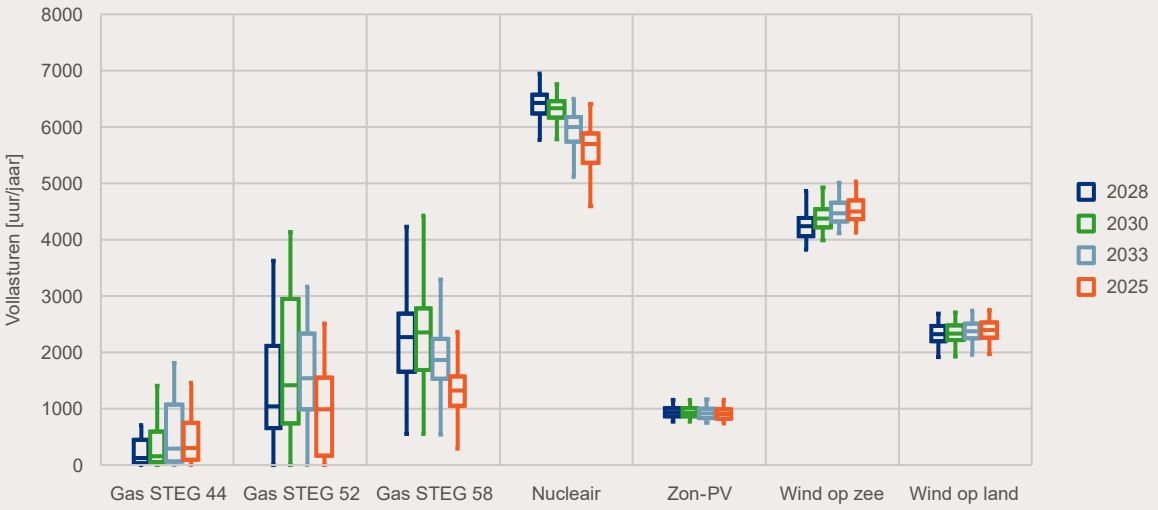
29 Het is belangrijk op te merken dat figuur 4-11 niet rechtstreeks kan worden gekoppeld aan de resultaten in figuur 4-10. In figuur 4-11 zijn inkomsten gemiddeld over meerdere eenheden weergegeven, terwijl de beoordelingen in figuur 4-10 per individuele eenheid plaatsvinden. Hierdoor kunnen binnen een gemiddeld technologietype eenheden voorkomen met verschillende levensvatbaarheidsbeoordelingen.

Voor batterijen is het effect van de nieuwe methodiek eveneens goed zichtbaar. De inkomsten worden grotendeels gedreven door de optionaliteitswaarde op de intradaymarkt, waar opbrengsten hoger zijn dan op de day-aheadmarkt. Dit komt doordat batterij-inkomsten primair worden gedreven door prijsverschillen en volatiliteit, die op de intradaymarkt sterker aanwezig zijn dan op de day-aheadmarkt. In zichtjaar 2030 naderen de batterij-inkomsten het middenniveau van de vaste kosten, waardoor batterijen in dat zichtjaar de beoordeling 'mogelijk levensvatbaar' krijgen, en bijna de beoordeling 'waarschijnlijk levensvatbaar' bereiken. In 2028 is deze afstand groter.

Tot slot laat de figuur ook zien dat de inkomsten van zonne- en windenergie toenemen door de toenemende schaarste in de elektriciteitsvoorziening. Deze toename is echter een stuk kleiner dan voor vraagrespons en gascentrales. Dit komt doordat de schaarstemomenten met hoge elektriciteitsprijzen met name voorkomen op momenten dat er weinig zonne- en windenergie is. Hierdoor kunnen deze ook weinig profiteren van deze hoge prijzen. Omdat zonne- en windenergie niet beoordeeld is in de economische levensvatbaarheidsanalyse, is er geen vergelijking met de jaarlijkse vaste kosten opgenomen in de figuur.

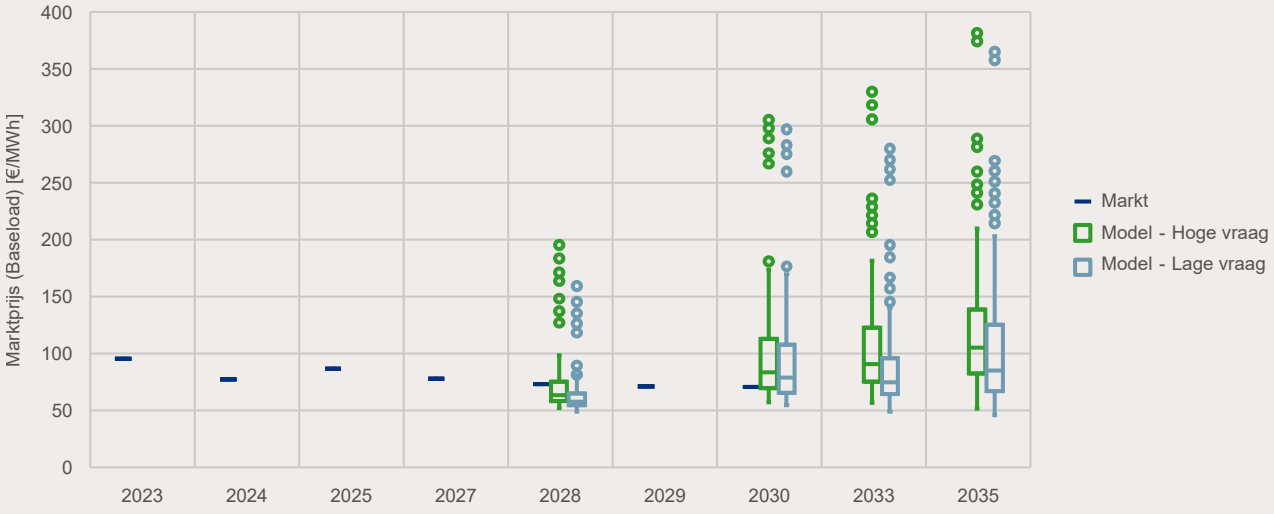
Om wat meer context te geven bij de resultaten van de economische levensvatbaarheidsanalyse, laten figuur 4-12 en 4-13 respectievelijk de vollasturen en baseload elektriciteitsprijzen[30] zien op basis van de simulatieresultaten. De vollasturen van gascentrales laten allereerst nog een lichte stijging zien. Dit komt met name doordat het opgestelde vermogen van gascentrales iets afneemt door uitbedrijfname van vermogen, terwijl de totale productie door gascentrales tussen 2028 en 2030 ongeveer gelijk blijft. Na 2030 neemt de productie uit gascentrales af doordat ze steeds meer door hernieuwbare energiebronnen en import worden vervangen. In de figuur worden enkel de vollasturen in het hoge vraagscenario getoond. Hoewel deze in het lage vraagscenario iets lager liggen, vertonen deze dezelfde trend.

De gesimuleerde baseload elektriciteitsprijzen in figuur 4-13 laten zien dat de baseload prijzen toenemen onder invloed van toenemende schaarste. Waar de mediane gesimuleerde baseload prijs in 2028 nog lager ligt dan de recente



Figuur 4-12: Verdeling van de vollasturen voor geselecteerde technologietypes op basis van de simulatieresultaten voor het hoge vraagscenario. De boxplots laten de verdeling van de vollasturen zien op basis van alle modeliteraties (weer- en uitvalsscenario's) voor alle eenheden binnen de categorie voor de vier beschouwde zichtjaren. De horizontale lijn in de box laat hierbij de mediaan zien.

30 Met de gesimuleerde 'baseloadprijs' bedoelen we het gemiddelde van alle 8760 uurlijkse elektriciteitsprijzen in een gesimuleerd jaar.



Figuur 4-13: Verdeling van de baseload elektriciteitsprijzen in Nederland op basis van de simulatieresultaten in vergelijking tot de huidige prijzen op de termijnmarkten en de historische baseload prijzen. De 'model'-boxplots laten de verdeling van de baseloadprijzen zien op basis van alle modeliteraties (weer- en uitvalsscenario's) voor de vier beschouwde zichtjaren. De 'markt'-reeks toont het gemiddelde van de uurlijkse day-aheadprijzen voor 2024 en 2025, en de gemiddelde EEX baseloadprijzen voor beschikbare termijncontracten voor de jaren 2027 tot en met 2030 (gebaseerd op slotkoersen in januari en februari van 2026). (Bron: EPEX, EEX via EnAppSys.)

handelsprijzen voor Nederlandse baseload termijncontracten (futures), liggen deze in 2030 hoger en nemen daarna nog verder toe. Naast dat de mediaan toeneemt, neemt ook de spreiding tussen de modeliteraties toe. Dit is het gevolg van toenemende capaciteit aan zon- en windenergie in de scenario's en de groeiende kans op schaarste. Door de groeiende hoeveelheden hernieuwbare elektriciteit wordt de elektriciteitsprijs gedrukt in momenten van overvloed. Daarentegen zijn er ook steeds meer jaren met aanzienlijke schaarste met hoge prijzen tot gevolg. In de jaren met de meeste schaarste kunnen de gemiddelde elektriciteitsprijzen tot wel drie keer hoger liggen dan de mediaan. Deze prijs en inzetontwikkelingen verklaren de verbeterende economische levensvatbaarheid in latere zichtjaren, maar illustreren ook de toegenomen onzekerheid.

4.2.3 Duiding van de resultaten in relatie tot voorzieningszekerheid

De resultaten van de economische levensvatbaarheidsanalyse laten zien dat de risico's voor economische levensvatbaarheid het grootst zijn in het zichtjaar 2028, waarbij tussen 0,8 GW en 9,5 GW aan gasvermogen als 'levensvatbaarheid in gevaar' is beoordeeld, afhankelijk van het vraagscenario. Dit zichtjaar was niet in de vorige monitor geanalyseerd, waardoor geen vergelijking mogelijk is. Desondanks vormen deze resultaten naar het oordeel van TenneT niet noodzakelijkerwijs een extra zorg voor de voorzieningszekerheid, om de volgende redenen:

— TenneT beoordeelt een thermische centrale als 'levensvatbaarheid in gevaar' als de centrale onvoldoende inkomsten genereert om zowel hun vaste kosten als hun periodiek groot onderhoud te kunnen dekken. Dit periodiek groot onderhoud vindt doorgaans eens per vier tot zes jaar plaats en dit vormt vaak een beslismoment voor de voortzetting van de exploitatie. TenneT beschikt niet over gedetailleerde informatie of de centrales waarvan de levensvatbaarheid als risicovol is beoordeeld, in deze periode toe zal zijn aan dergelijk onderhoud. Indien dat niet het geval is, hoeven exploitanten geen grote aanvullende investeringen te doen, en is het risico dat capaciteit uit bedrijf gaat kleiner.
— Hoewel van 9,5 GW aan capaciteit wordt beoordeeld dat de economische levensvatbaarheid onder druk staat, is het zeer onwaarschijnlijk dat deze volledige 9,5 GW de markt zou verlaten. Echter, indien een deel van deze capaciteit zou worden gesloten, zou de levensvatbaarheid van de resterende centrales naar verwachting verbeteren als gevolg van een grotere hoeveelheid vollasturen en hogere inkomsten uit systeemdiensten.

— Gezien de verbeterende economische prestaties van STEG-centrales richting 2030 kunnen exploitanten ervoor kiezen centrales in bedrijf te houden in afwachting van gunstiger marktomstandigheden, of deze tijdelijk uit bedrijf te nemen om kosten te beperken.
— In de kamerbrief van mei 2025 gaf het vorige kabinet aan in de eerste helft van 2026 een richtinggevend besluit te nemen over hoe de voorzieningszekerheid van elektriciteit te borgen (Rijksoverheid, 2025b). In het coalitieakkoord van het huidige kabinet is opgenomen dat het een capaciteitsmechanisme introduceert voor de voorzieningszekerheid van elektriciteit wat – indien ingevoerd – extra inkomsten kan bieden en exploitanten zou stimuleren capaciteit beschikbaar te houden (Rijksoverheid, 2026a).

Voor de zichtjaren 2030 en verder wijst de analyse op een verbeterde economische levensvatbaarheid dan in de vorige editie van de monitor, voornamelijk als gevolg van hogere elektriciteitsprijzen door toenemende schaarste. Deze hogere prijzen worden in de modellering in belangrijke mate gedreven door een relatief beperkte aantal uren met hoge schaarsteprijzen (zie ook bijlage 2.7). Indien deze prijspieken zich daadwerkelijk voordoen, zouden zij een prikkel kunnen vormen voor aanvullende investeringen in thermisch productievermogen, wat de voorzieningszekerheidsrisico's mogelijk zou kunnen verminderen. Tegelijkertijd is onzeker in hoeverre investeerders (en hun kapitaalverschaffers) bereid zijn om investeringsbeslissingen te baseren op dergelijke zeldzame en moeilijk voorspelbare prijsmomenten, waarbij investerings- en vaste kosten binnen een beperkt aantal draaiuren moeten worden terugverdiend.[31] Daarnaast zouden investeerders van mening kunnen zijn dat langdurig hoge elektriciteitsprijzen politiek moeilijk houdbaar zijn en aanleiding zouden kunnen geven tot markt- of beleidsmatige interventies, die de investeringszekerheid voor nieuwe thermische capaciteit verder kan beperken. Ten slotte kunnen ook niet-economische randvoorwaarden, zoals netcapaciteit, infrastructuur en vergunningstrajecten, de feitelijke realisatie van aanvullende investeringen beperken.

Voor andere technologieën, zoals batterijopslag en vraagrespons, zijn aanvullende investeringen in principe eveneens mogelijk. Aangezien in de basisscenario's echter reeds een aanzienlijke uitrol van deze technologieën is verondersteld, en de resultaten voor batterijen eerder wijzen op een gematigd dan op een sterk investeringssignaal, is het niet wenselijk om uit te gaan van substantieel meer investeringen. Voor vraagrespons geldt bovendien dat het ontbreken van voldoende robuuste en vergelijkbare gegevens over toekomstig potentieel en kosten de mate beperkt waarin extra investeringen met voldoende betrouwbaarheid kunnen worden verondersteld.

4.3 Discussie en synthese voorzieningszekerheidsrisico's

Net als in vorige edities, nemen ook in deze editie van de monitor de voorzieningszekerheidsrisico's toe in de komende jaren, zowel ten opzichte van de huidige situatie als ten opzichte van eerdere edities. De elektriciteitsvraag moet nog aanzienlijk groeien om de geplande elektrificatie en mede op die manier de klimaatdoelen te behalen. In het hoge vraagscenario worden deze doelen naar alle waarschijnlijkheid niet gehaald. Al in het lage vraagscenario, met een vertraging van de elektrificatie van een aantal jaar, komen tekorten ruim boven het gewenste niveau.

De toenemende elektriciteitsvraag en toenemende hoeveelheden duurzame productie hangen samen met een lagere hoeveelheid vollasturen van conventionele eenheden. Hoewel het slinkende conventionele-productiepark zorgt voor het vaker voorkomen van hoge prijzen, gaan elektriciteitsprijzen juist ook steeds vaker naar 0 €/MWh, bijvoorbeeld wanneer wind en zon het gehele vraagniveau kunnen voorzien. De inkomsten blijven netto redelijk op orde in deze scenario's, vooral voor zichtjaren vanaf 2030. Voor conventionele eenheden bestaat vooral het risico dat sommige eenheden in de mottenballen gaan de komende jaren, totdat schaarsteprijzen zich daadwerkelijk manifesteren, of totdat er ondersteunende maatregelen worden ingevoerd. Voor de latere jaren geldt dat veel van de inkomsten bestaan uit het vangen van zeer hoge schaarsteprijzen. Dit is een enigszins onzekere bron van inkomsten, omdat zij alleen worden gegenereerd onder bepaalde omstandigheden met bijvoorbeeld hoge residuele vraag door koude situaties met weinig wind. Daarmee ontstaat onzekerheid over of investeringen hiermee voldoende baten lijken te hebben om levensvatbaar te zijn. Bedrijven kunnen op basis daarvan besluiten investeringen niet te doen of uit te stellen, met mogelijk gevolgen voor het productiepark.

31 Bijvoorbeeld, uit een door ENTSO-E uitgevoerde enquête onder marktpartijen blijkt bovendien dat investeerders dergelijke schaarsteprijzen niet volledig meenemen in hun basisscenario's voor investeringsbeslissingen (ENTSO-E, 2025).

Maar ook zonder aanvullende uitbedrijfname blijkt het aangenomen productie-, opslag- en vraagresponsvermogen vanaf 2030 niet voldoende te zijn om de vraag te kunnen bedienen tot een acceptabel niveau. Batterijen nemen wel een deel van het conventionele vermogen over, maar kunnen het teruglopende vermogen en de verhoogde vraag niet compenseren. Waar de inzet van gaseenheden tijdens tekorten vanaf 2028 naar 2035 terugloopt van 13,2 naar 9,3 GW (dus met bijna 4 GW) en het kolenvermogen uit bedrijf gaat (2,7 GW), neemt de bijdrage van batterijen in dezelfde tijd slechts toe van 0,3 naar 1,8 GW. Hierin is al meegenomen dat het opslagvolume in GWh per GW geïnstalleerd batterijvermogen omhooggaat. Alleen wanneer de opslagvolumes significant toenemen, neemt het relatieve effect per GW aan geïnstalleerd batterijvermogen ook toe. De economische levensvatbaarheidsanalyse laat zien dat batterijen vanaf 2030 waarschijnlijk slechts gedeeltelijk economisch uit kunnen. Bijvoorbeeld in 2030 zowel 2 als 4 uurs batterijen net niet uit hun vaste kosten bij de vaste kosten 'midden' aannames binnen de levensvatbaarheidsanalyse.

De rol van vraagrespons is in deze editie van de monitor iets verder gelimiteerd dan in de voorgaande editie. Wanneer realistisch gekeken wordt naar de verwachte vermogens uit verschillende sectoren, mede ingegeven door nieuwe studies naar vraagrespons (Rijksoverheid & Magnus Energy, 2026; TNO, 2026), valt het totale verwachte vermogen tegen ten opzichte van eerdere inschattingen. Hierbij is het aantal sectoren wat met vraagrespons meedoet wel uitgebreid, maar zijn de verwachtingen per sector naar beneden bijgesteld.

Interconnectie speelt een steeds belangrijkere rol in zijn bijdrage tijdens tekorten zoals besproken in paragraaf 4.1.3 en 4.1.4. Daarin zit Nederland vooral aan de vragende kant ten opzichte van de buurlanden, met name in 2035. De bijdragen leveren een aanzienlijk deel van het gevraagde vermogen tijdens tekorten. Dit is gelijk ook een onzekere factor, hoe beter de situatie in het buitenland, hoe minder vermogen Nederland tekortkomt. Het is hoe dan ook duidelijk dat er in deze scenario's een grote afhankelijkheid is ontstaan van het buitenland.

De nieuwe methodiek voor de missing capacity analyse is hiermee gerelateerd. Voorheen werd in de monitor alleen gekeken naar de benodigde capaciteit binnen een geïsoleerd systeem. Dat is een zeer theoretische analyse, omdat het kijkt naar een fictieve situatie zonder interconnectiecapaciteit. Het resultaat is niet direct informatief voor de hoeveelheid capaciteit die in het systeem geïntroduceerd zou moeten worden, maar geeft slechts een beeld van de mate van afhankelijkheid. In deze nieuwe analyse is in twee verschillende stappen capaciteit toegevoegd. In de eerste plaats voor alleen Nederland om een beeld te krijgen hoeveel er nodig zou zijn wanneer het puur in Nederland wordt toegevoegd. Voor 2030 komt dit neer op 3,7 GW, een aanzienlijke hoeveelheid vermogen. Wanneer we kijken naar deze analyse voor 2035, valt op dat dit niet langer haalbaar is, hier is in Nederland namelijk 15,1 GW toegevoegd zonder dat de norm wordt gehaald. In de tweede stap, waarin ook capaciteit wordt toegevoegd voor verschillende landen op basis van hun EENS en LOLE, wordt de benodigde aanvullende capaciteit sterk naar beneden gebracht tot slechts 0,4 GW wanneer in Europa totaal 15,1 GW wordt bijgebouwd. Hoewel het in 2035 toegevoegde vermogen in de tweede analyse ook daar nog niet leidt tot het behalen van de norm, wordt ook daaruit duidelijk dat de orde van grootte van benodigde capaciteit in Nederland compleet verandert wanneer dat tegelijkertijd in het buitenland ook gebeurt. Met 2,8 GW wordt de LOLE daarin van al teruggebracht van 46,0 naar 10,5 uur.

De mate waarin afhankelijkheid van andere landen acceptabel wordt gevonden en hoe de last te verdelen tussen landen is geen vaststaand onderdeel van Nederlands of Europees beleid, dit is dan ook een onderwerp wat belangrijk is om op de agenda te houden in de context van maatregelen die in Nederland en ons omringende landen worden geïntroduceerd.

Centraal in deze editie van de monitor is de vraaggevoeligheid van het systeem. Er zijn daarom drie verschillende paden doorgerekend wat betreft de elektriciteitsvraag met variatie in Nederland, én variatie in het buitenland. Wanneer wordt uitgegaan van vraaggroei zoals opgegeven door andere Europese netbeheerders in de ERAA, dan wordt zowel bij langzame als snelle vraaggroei in Nederland de norm overschreden vanaf 2030. In 2028 is het overschrijden van de norm nog afhankelijk van de snelheid van de vraaggroei, maar ligt daar naar verwachting niet ver boven met een LOLE van 4,5 uur in het hoge vraagscenario. Wanneer de vraaggroei in heel Europa vertraagt, blijft de LOLE in 2033 binnen de norm; in 2035 wordt deze dan alsnog overschreden, zij het met aanzienlijk minder extreme LOLE en EENS. Tegelijkertijd speelt ook hier de samenhang tussen vraaggroei en investeringsbereidheid in nieuw productievermogen. Vrijwel zeker zou deze lagere vraaggroei ook tot verminderde investeringen leiden, hetgeen het verbeteren van de voorzieningszekerheid weer beperkt. Dit is dus, ondanks dat de lagere vraagscenario's mogelijk aantrekkelijk alternatieve scenario's zijn om aan te houden, een onwaarschijnlijke combinatie van vraag en aanbod.

Uit de resultaten van de monitor is wederom gebleken dat de voorzieningszekerheid gevoelig is en gevoeliger zal worden voor de weerscondities. Er is een groot aantal weerscondities die tot helemaal geen tekorten leiden, ook in 2033 en 2035. Vooral de weerscenario's spelen een belangrijke rol, duidelijk meer dan onverwachte uitval van eenheden. Of en in welke mate toekomstige tekorten zich daadwerkelijk zullen voordoen, zal dan ook sterk afhangen van specifieke weerscondities die zich voor zullen doen. Het is dus alleszins niet gezegd dat er zich in het jaar 2030 met zekerheid een tekort zal voorkomen. Wel is duidelijk dat de kansen op tekorten aanzienlijk toenemen, en dat wanneer zij zich voordoen de kans groter wordt dat zij langer zullen aanhouden.

5 Conclusies en advies

5.1 Conclusies

De Monitor Voorzieningszekerheid 2026 laat zien dat de risico's voor de voorzieningszekerheid van het Nederlandse elektriciteitssysteem in de periode tot en met 2035 aanzienlijk toenemen. In alle beschouwde scenario's wordt de Nederlandse voorzieningszekerheidsnorm van gemiddeld maximaal 4 uur tekort per jaar vanaf zichtjaar 2030 overschreden. In 2028 is de overschrijding van de norm afhankelijk van de aangenomen elektriciteitsvraag, met LOLE waarden tussen 0,7 en 4,5 uur per jaar. Vanaf 2030 ontstaat met een grotere mate van zekerheid een structurele overschrijding van de norm. Na 2030 nemen de verwachte tekorten snel toe, met LOLE waarden die in 2035 oplopen naar 37 tot 46 uur per jaar, en een bijbehorende EENS tot bijna 80 GWh per jaar.

De verslechtering van de voorzieningszekerheid wordt vooral veroorzaakt door de combinatie van een sterk groeiende elektriciteitsvraag door elektrificatie en een verdere afname van het regelbaar productievermogen in binnen- en buitenland. Hoewel de productie uit zon en wind sterk blijft groeien en flexibiliteitsopties zoals batterijen en vraagrespons toenemen, blijken deze ontwikkelingen in de beschouwde scenario's onvoldoende om de terugloop van thermisch vermogen en de stijgende elektriciteitsvraag te compenseren. Batterijen en vraagrespons leveren weliswaar een toenemende bijdrage, maar blijven in omvang beperkt tijdens langdurige tekortsituaties.

De analyse laat daarnaast zien dat het niveau van de Nederlandse voorzieningszekerheid sterk beïnvloed wordt door ontwikkelingen in het buitenland. Tijdens tekorten neemt de bijdrage van import toe van circa 1 GW in 2028 tot bijna 9 GW in 2035. Andersom zien we in de analyses ook flinke tekorten in onze omringende landen zoals België, Duitsland en Denemarken, waarbij deze landen aanspraak maken op Nederlandse productiecapaciteit voor hun voorzieningszekerheid. Er is dus een grote wederzijdse afhankelijkheid tussen landen. Gevoeligheidsanalyses tonen aan dat een lagere buitenlandse elektriciteitsvraaggroei of verbetering van het productievermogen in het buitenland de voorzieningszekerheid voor Nederland aanzienlijk zou kunnen verbeteren.

In deze editie van de monitor zijn nieuwe aanvullende missing capacity analyses gedaan van de hoeveelheid firm capaciteit die (ongeveer) nodig zou zijn om aan het systeem toe te voegen en zo de voorzieningszekerheid terug te brengen tot onder de voorzieningszekerheidsnorm van 4 uur per jaar. In deze analyses is te zien dat de aannames voor het buitenland, en dan met name of de andere landen met tekorten wel of geen maatregelen zullen treffen die hun tekort terugdringen, een aanzienlijk verschil maken in de hoeveelheid benodigde capaciteit die in Nederland gerealiseerd zou moeten worden om het voorzieningszekerheidsniveau terug te brengen tot de norm. Indien alleen in Nederland capaciteit wordt bijgebouwd, is vele malen meer meer capaciteit nodig dan wanneer elk land met een voorzieningszekerheidsprobleem effectieve maatregelen treft.

Het is duidelijk dat de situatie, ongeacht de snelheid van de groei van de elektriciteitsvraag, op termijn niet houdbaar is. Daarbij zal Nederland individueel maatregelen moeten treffen. Nog effectiever is het als alle relevante landen maatregelen afstemmen voor het aanpakken van toekomstige voorzieningszekerheidsrisico's.

5.2 Advies

Deze monitor bevestigt de risico's voor de voorzieningszekerheid vanaf 2030 die ook al in eerdere edities van de monitor zijn waargenomen. Daarnaast laten de resultaten in deze monitor zien dat de risico's eerder in de tijd optreden en in grootte toenemen. Het is daarom essentieel om snel actie te nemen zodat tijdig voldoende flexibiliteit en regelbaar vermogen aan de vraag- en aanbodzijde wordt gerealiseerd en zo de voorzieningszekerheid kan worden gewaarborgd.

In het afgelopen jaar zijn in opdracht van het Ministerie van Economische Zaken en Klimaat (2025b) twee onderzoeken uitgevoerd waarbij TenneT betrokken is geweest. Dit is in lijn met het advies uit de vorige editie van de monitor waarin TenneT de overheid opriep om door te pakken op de eerder aangekondigde initiatieven (Rijksoverheid, 2024). Deze onderzoeken hadden als doel:

a) nader onderzoek te doen naar de invoering van capaciteitsmechanismen die geschikt zijn voor de Nederlandse situatie en een te snelle terugval van bestaand regelbaar vermogen kunnen voorkomen;
b) te kijken naar het potentieel van vraagrespons voor de borging van de voorzieningszekerheid en belemmeringen die het benutten van dit potentieel in de weg staan.

Een eerste onderzoek geeft invulling aan punt a) en is uitgevoerd door Guidehouse en Frontier Economics (Rijksoverheid, Guidehouse & Frontier Economics, 2026). Hierin is onderzocht of en in welke vorm invoering van een capaciteitsmechanisme geschikt zou kunnen zijn voor de Nederlandse situatie en een te snelle terugval van bestaand regelbaar vermogen zou kunnen voorkomen. Een tweede onderzoek is uitgevoerd door Magnus Energy (Rijksoverheid & Magnus Energy, 2026) en geeft invulling aan punt b).

Hierin is onderzoek gedaan naar het potentieel van vraagrespons voor de borging van de voorzieningszekerheid en belemmeringen die het benutten van dit potentieel in de weg staan.

Advies 1: Start met de implementatie van een capaciteitsmechanisme

Het onderzoek van Guidehouse en Frontier Economics (Rijksoverheid, Guidehouse & Frontier Economics, 2026) identificeert drie opties voor capaciteitsmechanismen die geschikt zijn voor Nederland:

1. Een marktbreed centraal capaciteitsmechanisme;
2. Een strategische reserve;
3. Een strategische reserve gecombineerd met een marktbreed centraal capaciteitsmechanisme.

Op basis van de bevindingen van deze studie en de mate van voorzieningszekerheidsrisico's die worden aangetoond in deze monitor, adviseert TenneT om te starten met de implementatie van een capaciteitsmechanisme in Nederland, met een spoedige keuze voor één van deze drie opties. Ieder van deze opties kan technisch voldoende ondersteuning bieden voor voldoende regelbaar vermogen in Nederland om de voorzieningszekerheid te waarborgen.

Gegeven de vastgestelde risico's vanaf 2030 adviseert TenneT ernaar te streven dat Nederland een capaciteitsmechanisme operationeel heeft vanaf de winter 2029-2030. Dit omdat de winterperiode de kritieke periode is waarin het vermogen beschikbaar moet zijn. Om dit ambitieuze tijdspad te realiseren adviseert TenneT een pragmatische aanpak door te kijken naar ervaringen uit andere EU-landen waarin al capaciteitsmechanismen operationeel zijn en hierbij te zoeken naar partners bij buurlanden om samenwerking in de organisatie en het beheer van een capaciteitsmechanisme te verkennen.

Om over te kunnen gaan tot de implementatie van een capaciteitsmechanisme, in welke vorm dan ook, moet de Nederlandse overheid een officiële standaard vaststellen voor de Nederlandse voorzieningszekerheid in lijn met de relevante Europese regelgeving. Dit is een belangrijke stap in het proces omdat dit nodig is om een officieel voorzieningszekerheidsprobleem vast te stellen en Europese goedkeuring te krijgen voor implementatie van een mechanisme. De huidige voorzieningszekerheidsnorm van 4 uur per jaar is niet vastgesteld volgens de Europese richtlijnen hierover en moet nog worden bevestigd of aangepast.

Anticiperend op een besluit van het Ministerie van Economische Zaken en Klimaat voor implementatie van een capaciteitsmechanisme, in lijn met het coalitieakkoord van de huidige regering, is TenneT gestart met de voorbereidingen op een rol bij de implementatie en uitvoering van dit mechanisme. TenneT verleent haar volledige medewerking ter ondersteuning van dit traject.

Advies 2: Zet in op expliciete deelname van vraagrespons in een capaciteitsmechanisme

Het rapport van Magnus Energy onderzocht het potentieel van vraagrespons voor de borging van de voorzieningszekerheid en belemmeringen die het benutten van dit potentieel in de weg staan. Dit rapport heeft beter inzichtelijk gemaakt welke sectoren aanvullend potentieel hebben. Ook een recente verkenning van vraagrespons in de Nederlandse energie-intensieve industrie, uitgevoerd door TNO (2026), heeft enkele nieuwe inzichten opgeleverd.

Tegelijkertijd zien we vooralsnog geen fundamentele nieuwe inzichten die zouden kunnen leiden tot verbetering van de beschikbare vraagrespons of tot een helder beeld van verwachte beschikbare capaciteit; het beeld van potentiële oplossingen voor vraagrespons blijft diffuus. TenneT ziet geen reden voor het verder uitdiepen van dit onderwerp met nieuwe studies.

Wel acht TenneT het met het oog op het zekerstellen van een concrete bijdrage van vraagrespons ten behoeve van voorzieningszekerheid effectief om vraagrespons expliciet deel te laten nemen aan het te implementeren capaciteits-mechanisme. Zo wordt de bijdrage van vraagrespons aan voorzieningszekerheid expliciet zichtbaar en kan het financieel worden gewaardeerd.

Advies 3: Volg actief ontwikkelingen in de buurlanden en zoek aansluiting bij buurlanden die al een capaciteitsmechanisme hebben of overwegen

TenneT adviseert om de ontwikkelingen in buurlanden en hun nationale beleidsvoornemens, die de beschikbaarheid van regelbaar thermisch vermogen kunnen beïnvloeden, nauwlettend te volgen en waar mogelijk besluiten over ingrijpen in de energiemix en aanpassingen in het marktmodel tussen landen af te stemmen. Deze afstemming is nodig om te zorgen dat alle landen met verwachte voorzieningszekerheidsproblemen hun verantwoordelijkheid nemen voor het waarborgen van de voorzieningszekerheid.

Tot slot adviseert TenneT om bij het ontwerp van een capaciteitsmechanisme nadrukkelijk aansluiting te zoeken bij andere EU-landen die al een capaciteitsmechanisme operationeel hebben of voornemens zijn maatregelen te implementeren. Een zo goed mogelijke aansluiting van capaciteitsmechanismen leidt tot snellere implementatie, betere vergelijkbaarheid en biedt mogelijkheden tot internationale harmonisatie. Bij de keuze voor de implementatie van een marktbreed capaciteitsmechanisme kan zo ook de basis worden gelegd voor efficiënte wederzijdse deelname van capaciteit van buiten de eigen biedzone, ook wel cross-border participatie genoemd.

Bijlage 1 Methodiek voorzieningszekerheidsanalyse

In de Monitor Voorzieningszekerheid wordt de voorzieningszekerheid van het Nederlandse elektriciteitssysteem voor de komende jaren geanalyseerd. Deze editie van de monitor beschouwt de zichtjaren 2028, 2030, 2033 en 2035. In aanvulling op de procesbeschrijving in hoofdstuk 2 worden in deze bijlage enkele concepten uit de methodiek nader toegelicht.

B 1.1 Weerscenario's

De voorzieningszekerheid in Nederland wordt beïnvloed door veel onzekere factoren. Een deel van deze factoren, zoals de ontwikkeling van de elektriciteitsvraag en de productiecapaciteit, worden geanalyseerd met behulp van verschillende scenario's of gevoeligheden. Een andere belangrijke factor die invloed heeft op de voorzienings-zekerheid is het weer. Door de uitbouw van zonne- en windenergie in Nederland wordt de energievoorziening in toenemende mate weersafhankelijk. Daarnaast wordt ook de elektriciteitsproductie op basis van waterkracht, met name in het buitenland, beïnvloed door weersomstandigheden zoals de hoeveelheid neerslag. Tot slot is ook de elektriciteitsvraag in toenemende mate weersafhankelijk, bijvoorbeeld door elektrische verwarming met warmtepompen bij lage temperaturen en elektrische koeling met airco's bij hoge temperaturen.

Het effect van verschillende weersomstandigheden wordt geanalyseerd door gebruik te maken van verschillende weerscenario's. In de monitor wordt gebruik gemaakt van dezelfde weerscenario's als in de ERAA. Sinds editie 2025 van de monitor en editie 2024 van de ERAA wordt gebruik gemaakt van weerscenario's op basis van klimaatmodellen voor toekomstige weerpatronen.[32] ENTSO-E heeft in samenwerking met Copernicus Climate Change Services een database ontwikkeld met projecties van het weer voor toekomstige jaren op basis van verschillende klimaatmodellen. Deze database is gepubliceerd onder de naam Pan European Climate Database (PECD). In deze editie van de monitor wordt gebruik gemaakt van versie 4.2. De data en documentatie rondom de PECD 4.2 is beschikbaar via het Climate Data Store van het Copernicus Climate Change Services (2026).

In navolging van de ERAA is in deze editie van de monitor gebruik gemaakt van weerscenario's op basis van drie internationale klimaatmodellen voor het emissiescenario SSP245. Het gaat om de modellen CMR5, ECE3 en MEHR.[33] Met ieder klimaatmodel zijn weerpatronen gesimuleerd voor de zichtjaren 2025 tot en met 2036. In totaal wordt er daarmee van 36 verschillende weerscenario's gebruikt gemaakt in de voorzieningszekerheidsanalyse.

Tabel B1-1 toont hoe de genummerde weerscenario's gerelateerd zijn aan de verschillende klimaatmodellen en zichtjaren die zijn gebruikt in de klimaatmodellen. Deze set weerscenario's is gebruikt voor ieder zichtjaar van de voorzieningszekerheidsanalyse. Hierdoor zijn de resultaten voor verschillende zichtjaren voor hetzelfde weerscenario met elkaar te vergelijken.

Tabel B1-1: overzicht van gebruikte klimaatmodellen en gebruik in monitor.

Klimaatmodel	Periode	Nummering weerscenario's in de monitor
CMR5	2025-2036	1-12
ECE3	2025-2036	13-24
MEHR	2025-2036	25-36

B 1.2 Uitvaliteraties

Naast de weerscenario's speelt de ongeplande uitval van productie-eenheden of interconnectiecapaciteit een belangrijke rol in de onzekerheid rondom de voorzienings-zekerheid. Naast geplande niet-beschikbaarheid voor onderhoud, kan de inzet van een energiecentrale beperkt worden door een ongeplande uitval, ook wel een *Forced Outage* genoemd. Een ongeplande uitval kan verschillende oorzaken hebben, bijvoorbeeld een mechanische storing of een menselijke fout. De kans dat een energiecentrale onverwacht niet beschikbaar is wordt uitgedrukt aan de hand van de *Forced Outage Rate*. De Forced Outage Rate van een gascentrale ligt doorgaans tussen 3% tot 8%. Dit betekent dat een gascentrale gemiddeld circa 11 tot 29 dagen per jaar niet beschikbaar is. Voor een kolencentrale kan deze Forced Outage Rate nog hoger liggen. Daarnaast kan er ook sprake zijn van onvoorziene uitval van interconnectiecapaciteit. Hierdoor kan tijdelijk de uitwisseling van elektriciteit tussen biedzones worden beperkt. Dit heeft gevolgen voor de voorzieningszekerheid.

Doordat de ongeplande uitval van productie-eenheden of interconnectiecapaciteit gebonden is aan een kans op basis van de Forced Outage Rate, is niet analytisch vast te stellen

32 In eerdere edities van de monitor werd gebruik gemaakt historische weerpatronen in plaats van gemodelleerde toekomstige weerpatronen. Door gebruik te maken van toekomstige weerpatronen kan rekening gehouden worden met het effect van klimaatverandering op de weerscenario's.

33 De volledige namen van de gebruikte klimaatmodellen zijn: CMCC-CM2-SR5 (CMR5), EC-Earth3 (ECE3), MPI-ESM1-2-HR (MEHR). Voor meer informatie over deze modellen en de daarop gebaseerde weerscenario's zie (Copernicus Climate Change Services, ENTSO-E, 2026).

wat het effect hiervan zal zijn op de voorzieningszekerheid. Het maakt namelijk uit welke productie-eenheden wanneer zullen uitvallen, en hiervoor zijn oneindig veel combinaties te bedenken. Omdat deze combinaties niet allemaal doorgerekend kunnen worden, wordt gebruik gemaakt van Monte-Carlosimulatie. Monte-Carlosimulatie is een techniek waarbij willekeurige steekproeven worden gebruikt om een onbekende uitkomst te benaderen, in dit geval de verwachtingswaarde voor de voorzieningszekerheids-indicatoren LOLE en EENS. Hoe meer steekproeven gebruikt wordt, hoe beter een uitkomst kan worden benaderd.

In de monitor wordt gebruik gemaakt van 10 willekeurige uitvaliteraties per weerscenario. Dit betekent dat voor ieder weerscenario, 10 simulaties worden gedaan waarbij uitval wordt gesimuleerd van willekeurige productie-eenheden aan de hand van de Forced Outage Rate. Hiermee worden er in totaal 360 simulaties uitgevoerd per scenario en zichtjaar. Deze 10 iteraties zijn een compromis waarbij je genoeg iteraties wilt hebben om de voorzieningszekerheids-indicatoren met genoeg zekerheid wilt kunnen benaderen, maar niet zo veel dat de simulatietijd onacceptabel lang wordt. In de uitvaliteraties wordt geen uitval gesimuleerd van zonne- of windenergie omdat de Forced Outage Rate voor deze technologieën relatief laag ligt en omdat deze technologieën minder bijdragen aan voorzieningszekerheid.

B 1.3 Voorzieningszekerheidsindicatoren

In deze studie worden als belangrijkste indicatoren voor voorzieningszekerheid de Loss-of-Load Expectation (LOLE) en Expected Energy Not Served (EENS) gebruikt. De LOLE-indicator wordt internationaal breed toegepast ter bepaling van de voorzieningszekerheid van elektriciteits-systemen. De EENS-indicator is een aanvulling op de LOLE.

Loss-of-Load Expectation (LOLE)

De uitkomst van de modelberekeningen is een verwachtingswaarde voor het gemiddelde aantal uren per jaar dat, met de beschikbare productiecapaciteit en andere bronnen van flexibiliteit, niet aan de vraag kan worden voldaan. Deze waarde wordt de Loss-of-Load Expectation (LOLE) genoemd. Als criterium voor de voorzienings-zekerheid van een marktzone wordt vaak een maximale LOLE-waarde gehanteerd: de aanvaardbaar geachte hoeveelheid uren per jaar waarvoor de verwachting is dat niet aan de elektriciteitsvraag kan worden voldaan. Ook in Nederland wordt gebruik gemaakt van een voorzienings-zekerheidsnorm op basis van de LOLE.

De gehanteerde LOLE-norm voor de beoordeling van het Nederlandse systeem is 4 uren per jaar. Om binnen de norm voor de voorzieningszekerheid te blijven, dient de verwachte LOLE lager te zijn dan 4 uur per jaar. De verwachte LOLE wordt berekend per scenario en zichtjaar. Het is het gemiddelde van het aantal uren waarin niet aan de elektriciteitsvraag kan worden voldaan, over alle weerscenario's en uitvaliteraties. Omdat de LOLE echter behoorlijk kan variëren tussen verschillende weerscenario's en uitvaliteraties, wordt er in de monitor ook inzicht geboden in de spreiding in de LOLE-waardes.

Voor de LOLE worden 2 criteria gebruikt om te toetsen of er sprake is van een tekort, kleine tekorten worden pas meegerekend voor het bepalen van de LOLE vanaf 1 MW. Dit vanwege het effect van curtailment management algoritme (zie bijlage 1.6) dat zeer kleine hoeveelheden tekorten kan toekennen aan biedzones. Ten tweede worden alleen tekorten meegerekend wanneer de marktprijs het marktmaximum behaalt.

Expected Energy Not Served (EENS)

Hoewel LOLE een goede indicator is voor het verwachte aantal uren waarop er schaarste optreedt, geeft het geen inzicht in de omvang van de schaarste. Met andere woorden: hoeveel energie er door de tekorten niet kan worden geleverd. De Expected Energy Not Served (EENS) geeft de jaarlijkse verwachte hoeveelheid energie weer die niet geleverd kan worden en wordt weergeven in MWh of GWh per jaar. De EENS-indicator kan beschouwd worden als een kwantitatieve aanvulling op de LOLE-indicator. Ook voor de EENS geldt dat het als een gemiddelde waarde wordt berekend en er een spreiding bestaat over verschillende weerscenario's en uitvaliteraties. In dit rapport wordt naast EENS op verschillende plekken ook de term ENS (Energy Not Served) gebruikt (zonder Expected). De term ENS wordt gebruikt voor niet-geleverde energie in een specifiek uur of een specifieke periode, terwijl de EENS wordt gebruikt om een verwachtingswaarde aan te geven voor een heel jaar voor een bepaald scenario en zichtjaar. Net zoals bij LOLE worden voor de EENS de genoemde criteria gebruikt om te bepalen of er sprake is van een tekort. Alleen uren die voldoen aan beide criteria worden meegeteld voor de EENS.

B 1.4 Bootstrapping

In deze editie is in het bepalen van gemiddelde LOLE-waarden ook gekeken naar de verdeling van het gemiddelde wanneer een andere selectie van trekking gedaan zou zijn van weer en uitvalscenario's, zoals bijvoorbeeld weergegeven in figuur 4-2. Iedere simulatie bestaat uit 360 jaarrond-berekeningen en dus 360 resultaten wat betreft LOLE en EENS. Een methodologie om een beeld te krijgen van het effect van specifiek deze selectie is bootstrapping. Met deze

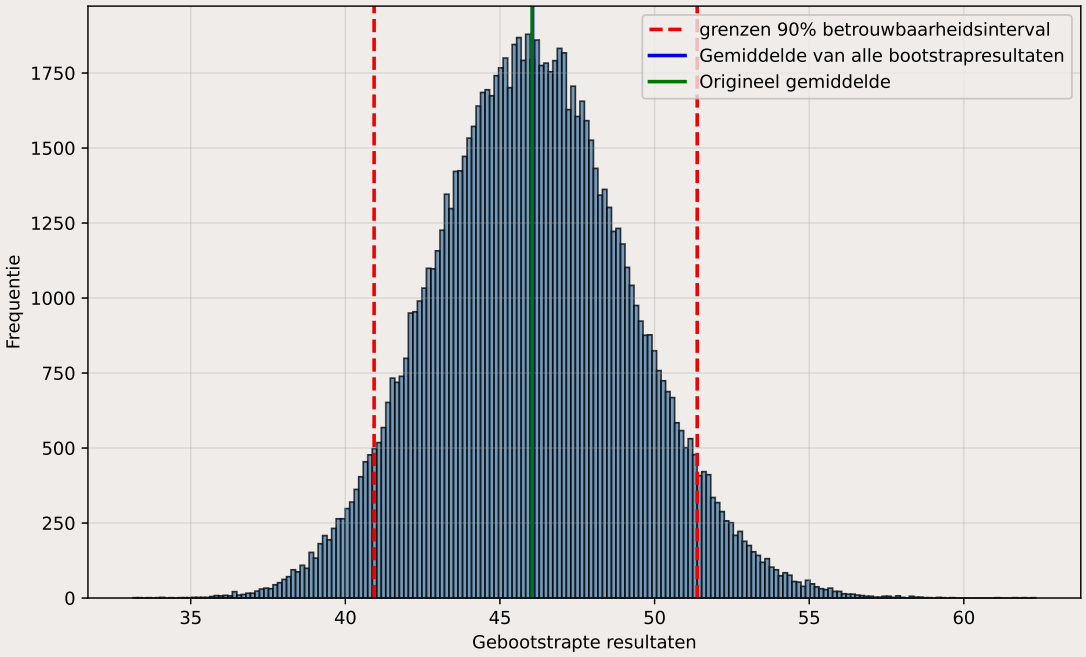
methode wordt vele malen een willekeurige selectie gemaakt van de 360 resultaten om tot een spreiding te komen over het gemiddelde.

Deze stap is in deze studie toegevoegd om een beter beeld te krijgen van de interne waarschijnlijkheid van het gemiddelde en of de kans groot is dat andere steekproeven tot andere resultaten zouden leiden. Om tot een betrouwbaarheidsinterval te komen is gebruik gemaakt van 100 000 verschillende trekkingen van de 360 LOLE resultaten waarover we per scenario beschikken. Voor 2035 is de verdeling van die resultaten weergegeven in figuur B1-1.

90% van de gemiddelde van deze 100 000 trekkingen zitten tussen de 40,9 en 51,4 uur per jaar. 5% van alle trekkingen zitten hierboven en 5% van alle trekkingen hier onder. Het is hiermee niet waarschijnlijk dat andere trekkingen van weerscenario's of uitvalsscenario's tot gemiddelden hadden geleid die hieronder respectievelijk boven liggen.

Het gemiddelde van al deze gemiddelden ligt op hetzelfde punt als het originele gemiddelde, er is dus geen reden om het gemiddelde op een andere manier te bepalen dan direct het gemiddelde nemen van alle individuele resultaten.

Bootstrapdistributie (100000 steekproeven)



Figuur B1-1: Verdeling van de resultaten van 100 000 willekeurige selecties van de LOLE resultaten voor het hoge vraagscenario voor 2035. (Het gemiddelde van alle bootstrapresultaten ligt precies onder het originele gemiddelde en is daardoor niet zichtbaar).

Op basis van deze exercities kun je niet concluderen wat er zou gebeuren bij een andere selectie van weerscenario's of andere uitvalstrekkingen, maar ze geven een beeld van de spreiding binnen deze selectie.

B 1.5 Flow-based marktkoppeling

Een groot deel van de handel in elektriciteit binnen Europa vindt plaats op de day-aheadmarkt. Deze markt is grensoverschrijdend. De Europese landen kunnen hierdoor stroom importeren en exporteren. Naast dat dit de totale welvaart binnen Europa vergroot, zorgt dit er ook voor dat landen elkaar kunnen ondersteunen in tijden van tekorten. De internationale handel vormt hierdoor een belangrijke factor voor de voorzieningszekerheid in Nederland.

Binnen de Nederlandse biedzone kan ongelimiteerde elektriciteitshandel plaatsvinden.[34] Tussen de Europese biedzone kan de handel wel beperkt worden door de transportcapaciteit van de fysieke infrastructuur. Hiertoe vindt een dagelijks proces van capaciteitsberekeningen plaats. Met behulp van een capaciteitsberekening wordt bepaald hoeveel capaciteit er beschikbaar is voor internationale handel. Deze capaciteit, en dus de import en exportmogelijkheden van Nederland, kunnen van uur tot uur verschillen.

Binnen Europa wordt gebruik gemaakt van twee methodes voor de capaciteitsberekeningen. De eerste methode is de Net Transfer Capacity (NTC) methode. Deze methode wordt onder andere toegepast op de handel tussen Nederland en het Verenigd Koninkrijk, Noorwegen en Denemarken. De tweede methode is de Flow-based (FB) Capacity Calculation methode. Deze methode wordt toegepast op de handel tussen Nederland en België en Duitsland, maar ook op de handel met alle andere landen binnen de Central Europe (CE) flow-based *capacity calculation region*.

Het verschil tussen NTC en flow-based is dat in NTC enkel een limiet wordt gesteld op basis van de bilaterale handel tussen twee biedzones, terwijl in flow-based rekening gehouden wordt met alle handelsstromen binnen de flow-based regio. Handel tussen bijvoorbeeld Duitsland en Frankrijk heeft daardoor niet alleen effect op de handelscapaciteit tussen die beide landen, maar kan ook de handelscapaciteit met en tussen andere biedzones vergroten of verkleinen. Hierdoor kan het gebruik van de beschikbare capaciteit beter geoptimaliseerd worden om de totale welvaart te vergroten.

Binnen flow-based marktkoppeling is er eigenlijk geen sprake van bilaterale handel. In plaats daarvan wordt er gehandeld in een pool, terwijl de flow-based capaciteiten ervoor zorgen dat de totale handelsstromen binnen de fysieke grenzen van het netwerk blijven. Hiervoor worden alle relevante netwerkelementen meegenomen in de capaciteitsberekening, waarbij wordt uitgerekend hoe een bepaalde import of exportpositie van iedere biedzone leidt tot een bepaalde hoeveelheid stroom over dat netwerk-element. Aan de hand van deze informatie, gecombineerd met de maximale capaciteit van de netwerkelementen, kan bepaald worden hoeveel elektriciteit tussen de biedzones in de flow-based regio uitgewisseld kan worden zonder een overbelasting te veroorzaken.

Het berekenen van de flow-based capaciteiten is een proces dat elke dag plaatsvindt en een dag voor de day-aheadveiling begint met het opstellen van een verwachting van de netwerkbelasting voor de dag na de day-ahead-veiling. Vervolgens worden verschillende processtappen doorlopen voor de uiteindelijke flow-based capaciteiten beschikbaar zijn. Voor een probabilistische studie als de monitor, waarin 36 verschillende weerscenario's keer 8760 uren per jaar worden doorgerekend is het niet mogelijk om voor elk afzonderlijk uur deze capaciteitsberekening uit te voeren. In plaats daarvan wordt gebruik gemaakt van een set representatieve flow-based capaciteiten, die op basis van een clustering aan elk uur van elk jaar worden toegekend. In de monitor is gebruik gemaakt van de representatieve flow-based capaciteiten die voor ERAA 2025 zijn berekend (ENTSO-E, 2025).

B 1.6 Curtailment management

Curtailment management is een mechanisme dat is geïncorporeerd in het Europese marktkoppingsalgoritme met als doel om tekorten op een eerlijke manier over de Europese biedzones te verdelen. Hierbij gaat het niet om solidariteit tussen de Europese lidstaten. Het is een correctie voor het feit dat tekorten binnen met name flow-based marktkoppeling, op een arbitraire en potentieel oneerlijke wijze toegewezen kunnen worden. Curtailment management bestaat uit twee onderdelen: de *local matching constraint* en *curtailment sharing*. Voor meer informatie zie de

34 Hoewel het stroomnetwerk binnen Nederland geen oneindige capaciteit heeft, wordt dit voor de markt wel aangenomen. Wanneer de fysieke netwerkcapaciteit overschreden wordt, is het aan de TSO om deze overschrijding op te lossen. De kosten hiervoor worden door de TSO gedragen.

gedetailleerde omschrijving van het operationele marktkoppingsalgoritme (NEMO committee, 2019).

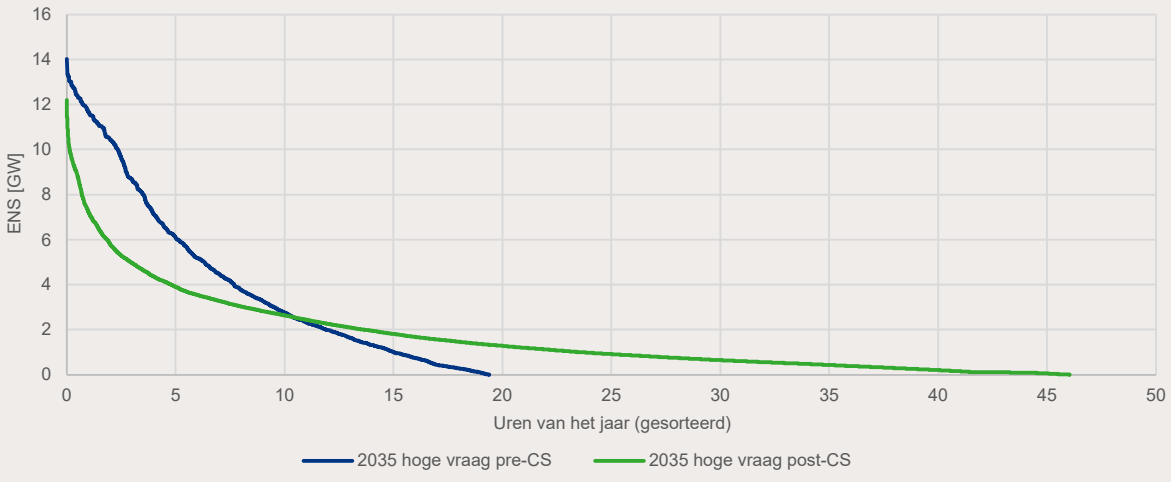
Local matching is een randvoorwaarde in het markt-koppelingsalgoritme die ervoor zorgt dat biedzones die zelf voldoende vermogen hebben om aan hun eigen vraag de voldoen, geen tekorten toegewezen kunnen krijgen. Met andere woorden, biedzones met voldoende vermogen zullen alleen exporteren met het vermogen dat zij over hebben ten opzichte van de elektriciteitsvraag binnen hun biedzone. Dit heeft voornamelijk als doel te zorgen dat biedzones die lokaal in balans zijn geen nadeel ondervinden van biedzones die dat niet zijn.

Wanneer er meerdere biedzones tegelijkertijd niet aan hun eigen vraag kunnen voldoen treedt curtailment sharing in werking. Curtailment sharing is de methode binnen het marktkoppelingsalgoritme om tekorten te verdelen zodat de tekorten binnen de biedzones proportioneel zijn aan hun lokale tekort (dat wil zeggen de lokale vraag minus lokale productie). Er zijn twee belangrijke redenen voor de toepassing van curtailment sharing. Ten eerste is de verdeling van de tekorten, op het moment dat meerdere biedzones tekorten hebben, arbitrair. Voor alle biedzones geldt namelijk dezelfde markt-prijslimiet. Het maakt voor de totale welvaart daardoor niet uit in welke biedzone een tekort terechtkomt. Een verdeling op basis van lokale tekorten wordt gezien als een eerlijke manier om dit te doen.

Ten tweede is dit een manier om de effecten van *flow-factor competition* te corrigeren. Flow-factor competition is een wenselijk fenomeen in flow-based marktkoppeling, waarbij biedzones zo efficiënt mogelijk gebruik maken van de beschikbare interconnectiecapaciteit. De biedzone die het meeste economische waarde kan creëren door gebruik te maken van een bepaalde verbinding, zal er het meest gebruik van kunnen maken en dus de grootste flow-factor krijgen. Ten tijde van tekorten leidt dit er echter toe dat de verdeling van tekorten over biedzones afhankelijk wordt van de impact hiervan op het netwerk. Hierdoor kunnen sommige biedzones een onevenredig deel van de tekorten toegewezen krijgen.[35] Dit wordt gezien als een onwenselijk effect van flow-factor competition en wordt daarom aan de hand van het curtailment sharing algoritme hersteld.

In de monitor wordt local matching direct meegenomen als een randvoorwaarde in de marktoptimalisatie. Curtailment sharing wordt toegepast als een post-processingstap. Hierbij wordt een optimalisatie gedaan om de verdeling van de ENS zoveel mogelijk proportioneel te maken aan de

ENS duurcurve: vergelijking post en pre CS



Figuur B1-2: ENS duurcurve voor simulatie voor en na curtailment sharing.

35 Dit hoeven echter niet steeds dezelfde biedzones te zijn. De effecten van flow-factor competition kunnen net als de flow-based parameters van uur tot uur verschillen.

lokale tekorten, zonder daarbij de handelscapaciteit te overschrijden.

Curtailment sharing kan de resultaten op verschillende manieren beïnvloeden, maar de algemene tendens is dat het aantal LOLE-uren in de meeste landen verhoogt, terwijl de totale tekorten in termen van ENS binnen het systeem gelijk blijven. Zie voor een voorbeeld de ENS duurcurve voor het hoge vraagscenario voor zichtjaar 2035 figuur B1-2. Hierin wordt duidelijk dat extreme tekorten minder vaak voorkomen door curtailment sharing, maar dat het aantal uren met minder diepe tekorten aanzienlijk toeneemt.

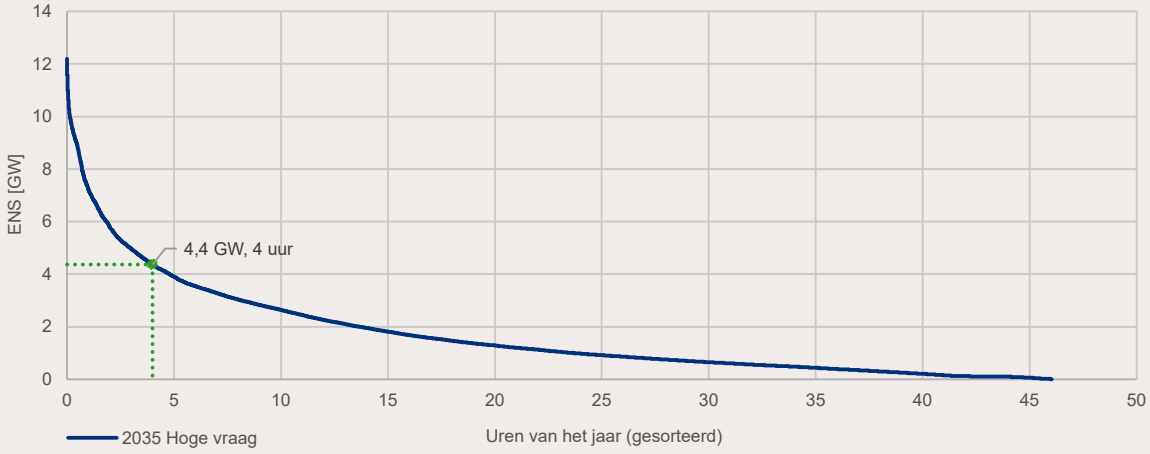
Zonder curtailment sharing kunnen de tekorten zich dankzij flow-factor competition concentreren in één of enkele biedzones. Welke biedzones dat zijn hangt af van de specifieke parameters van de door flow-based capaciteits-berekening bepaalde uitwisselingscapaciteit, en kan daardoor van uur tot uur verschillen. Op momenten van tekorten zullen de biedzones met een grote flow-factor relatief grote tekorten hebben, terwijl andere biedzones, die ook niet aan hun lokale vraag kunnen voldoen, wellicht helemaal geen tekort hebben. Via curtailment sharing worden deze tekorten als het ware uitgesmeerd over alle biedzones die niet aan hun lokale vraag kunnen voldoen. Hierdoor kunnen de grote tekorten afnemen, terwijl de kleine tekorten toenemen. Doordat er meer uren zijn met kleine tekorten, zal de LOLE toenemen.

B 1.7 Missing capacity analyse

De missing capacity analyse is een nieuwe analyse die in deze editie van de monitor is toegevoegd. Vorige edities van de monitor bevatten wel een analyse van de missing capacity in een fictief geïsoleerd Nederlands systeem. Hoewel deze benadering inzicht gaf in de mate waarin Nederland afhankelijk is van andere landen, is zij slechts beperkt informatief voor de hoeveelheid capaciteit die in de praktijk zou moeten worden toegevoegd in Nederland om te voldoen aan de voorzieningszekerheidsnorm. In een sterk verbonden Europees elektriciteitssysteem wordt extra capaciteit namelijk niet alleen ingezet voor het nationale systeem, maar draagt zij via interconnectie ook bij aan het verminderen van tekorten in omringende landen, en vice versa.

Om deze interacties expliciet mee te nemen, is in deze editie een nieuwe missing capacity analyse geïntroduceerd waarin capaciteit wordt toegevoegd binnen een Europees model. Omdat deze analyse veel rekentijd kost, is deze enkel uitgevoerd voor de hoge-vraagscenario's voor de zichtjaren 2030 en 2035 en wordt een maximumaantal iteraties van 4 gehanteerd. In de analyse zijn twee varianten beschouwd.

Bepaling toevoeging capaciteit per iteratie



Figuur B1-3: ENS-duurcurve voor het hoge vraagscenario voor 2035 met daarin aangegeven hoeveel capaciteit in de eerste iteratie van de missing capacity analyse wordt toegevoegd. Deze stap wordt herhaald totdat de LOLE daadwerkelijk op de 4 uur per jaar ligt.

Alleen capaciteit toevoegen in Nederland
In de eerste variant is gekeken naar de hoeveelheid capaciteit die toegevoegd moet worden aan Nederland (binnen een Europees systeem) om in Nederland tot de voorzieningszekerheidsnorm van 4 uur LOLE per jaar te komen. Dit geeft een beeld van de bovengrens van benodigde capaciteit. Hierbij wordt geen rekening wordt gehouden met toevoegingen van capaciteit in het buitenland, daarmee is dit dus zeer waarschijnlijk een overschatting gezien de mate van voorzieningszekerheid in het buitenland. Toegevoegde capaciteit in Nederland bedient hierbij niet alleen Nederland, maar ook het buitenland.

De capaciteit wordt iteratief toegevoegd totdat de LOLE van Nederland op 4 uur per jaar komt, of tot een maximum van 4 iteraties. Als basis om hiertoe te komen wordt de LOLE-duurcurve gebruikt. Als voorbeeld is het hoge vraagscenario voor zichtjaar 2035 weergegeven in figuur B1-3. In dit voorbeeld zou 4,4 GW in theorie voldoende moeten zijn wanneer deze capaciteit geen impact heeft op 1) uitwisseling met het buitenland of op 2) energieopslag beperkte technologieën zoals batterijen en waterkracht. Doordat deze interactie in feite wel bestaat is deze eerste toevoeging een onderschatting en moet deze stap een aantal malen worden herhaald. In het geval van het 2030 hoge vraagscenario loopt het toegevoegde vermogen op die manier in 3 iteraties op tot 3,7 GW.

Europese capaciteitsopbouw
In de tweede variant wordt capaciteit toegevoegd in heel het marktmodel op basis van tekorten en voorzieningszekerheidsnormen (ook wel *Reliability Standard*, RS, genoemd) per biedzone. Voor iedere biedzone wordt de toe te voegen capaciteit net zoals in de eerste methode bepaald aan de hand van ENS duurcurven zoals in figuur B1-3. Omdat landen verbonden zijn, hebben vermogens echter ook een positief effect op hun buurlanden. Daarom wordt in ieder stap niet 100%, maar slechts 30% van deze berekende capaciteit toegevoegd en opnieuw bepaald hoeveel capaciteit nodig zou zijn aan de hand van de ENS duurcurven. Wanneer een biedzone op of onder zijn RS komt, wordt hier geen verdere capaciteit meer bijgeplaatst. Dit proces wordt herhaald totdat de LOLE in Nederland binnen de norm van 4 uur valt.

In deze variant is het toevoegen van een klein percentage preciezer, maar dit leidt tot een grotere hoeveelheid iteraties. Omdat dit computationeel zware berekeningen zijn, is gekozen voor stappen van 30%.

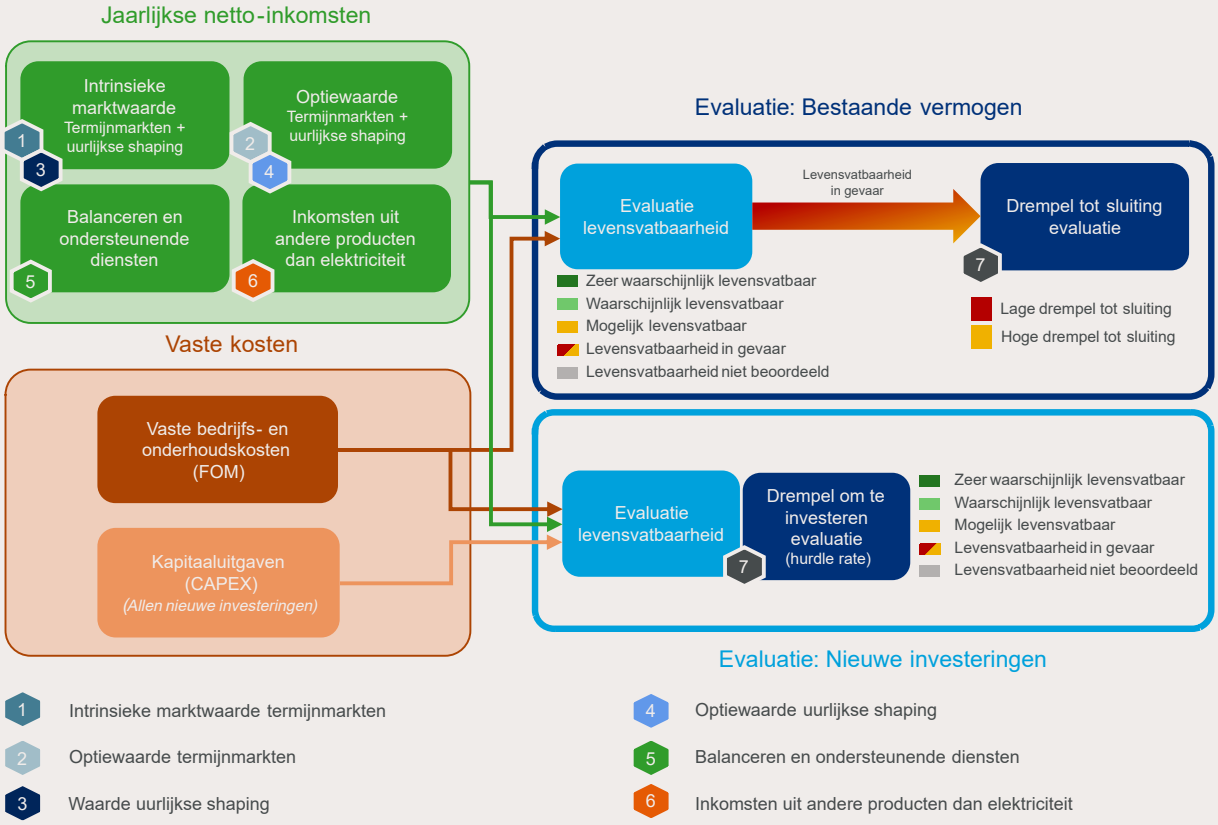
Verder is een maximum aantal iteraties aangehouden van 4, om rekenkracht en tijd te beperken. Dit leidt bijvoorbeeld in het geval van 2035 nog niet tot het behalen van de voorzieningszekerheidsnorm, die blijft na 4 iteraties bij 10,5 uur per jaar na het toevoegen van 2,8 GW in Nederland en een totaal van 25,4 GW buiten Nederland. In volgende edities van de monitor zal deze methodologie verder worden verbeterd.

Bijlage 2 Methodiek economische levensvatbaarheidsanalyse

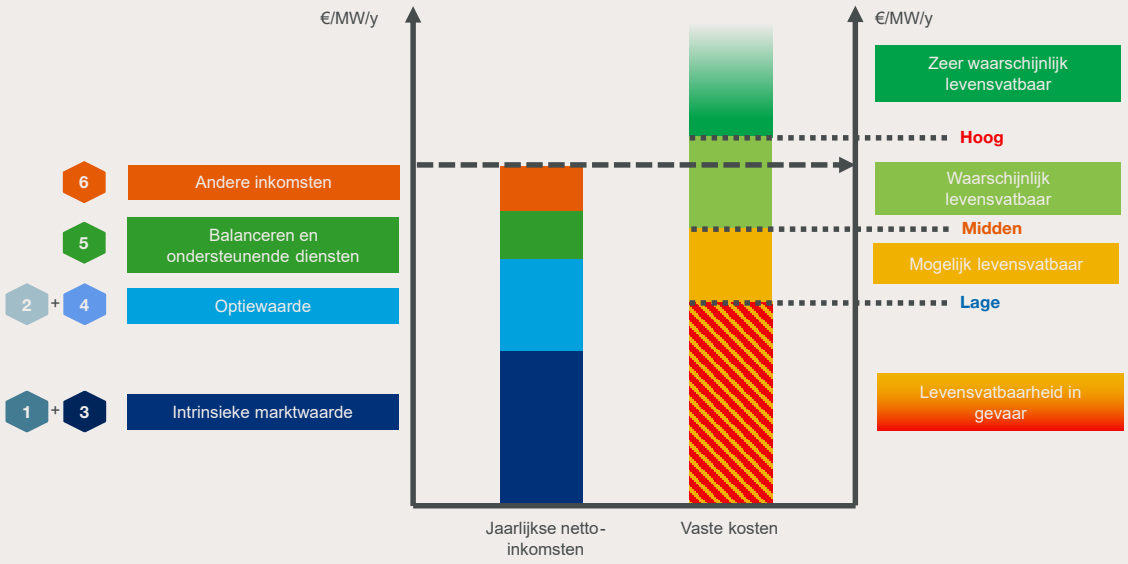
B 2.1 Beoordeling economische levensvatbaarheid

TenneT heeft weer een beoordeling uitgevoerd van de economische levensvatbaarheid van de capaciteiten in de MVZ-scenario's, op basis van een kwantificering van verschillende bronnen van inkomsten (value drivers, VD), zie figuur B2-1. De som van deze factoren wordt vervolgens vergeleken met een schatting van de vaste kosten. De mate waarin de jaarlijkse netto-inkomsten de vaste kosten dekken, bepaalt de verwachte levensvatbaarheid. De methodiek is uitgebreid toegelicht in de bijlage van de MLZ 2024 en in een in 2024 gepubliceerde whitepaper (TenneT, 2024a). In deze bijlage worden enkele wijzigingen toegelicht ten opzichte van vorige editie van de monitor toe. Tenzij anders vermeld, zijn de kostencijfers in dit rapport weergegeven in $€_{2025}$.

De beoordeling van de economische levensvatbaarheid wordt uitgevoerd door de mediaanwaarde (50e percentiel) van de jaarlijkse netto-inkomsten uit de Monte-Carlo-simulaties voor elk zichtjaar te vergelijken met de ingeschatte bandbreedte van de jaarlijkse vaste kosten.



Figuur B2-1: Overzicht van de methodiek van de economische levensvatbaarheidsanalyse (TenneT, 2024).



Figuur B2-2: De beoordeling van de levensvatbaarheid is gebaseerd op het verschil tussen de mediaan jaarlijkse netto-opbrengst en de geschatte vaste kosten. De vaste kosten omvatten de FOM en voor sommige technologieën zijn ook de CAPEX op jaarbasis opgenomen. In dit voorbeeld liggen de totale netto-inkomsten tussen de Midden en Hoog schatting van de vaste kosten, en wordt de centrale beschouwd als 'waarschijnlijk levensvatbaar'.

De mediaan wordt gebruikt omdat deze de centrale of meest representatieve uitkomst van de gesimuleerde jaren weergeeft en geacht wordt beter aan te sluiten bij de manier waarop investeerders (of hun kapitaalverschaffers) de financiële levensvatbaarheid van nieuwe investeringen beoordelen (FitchRatings, 2023) (RVI, 2025) (MARC, 2022).[36] Deze beoordeling is weergegeven in figuur B2-2 en wordt als volgt toegepast:

— Als de inkomsten hoger zijn dan de "Hoog" schatting van de vaste kosten (d.w.z. de eenheid behaalt een positieve brutomarge, zelfs in het meest pessimistische geval), wordt de eenheid "zeer waarschijnlijk levensvatbaar" geacht.
— Als de inkomsten tussen de "Midden" en "Hoog" schatting van de vaste kosten liggen, wordt de eenheid "waarschijnlijk levensvatbaar" geacht.
— Als de inkomsten tussen de "Lage" en "Midden" schatting van de vaste kosten liggen, wordt de eenheid "mogelijk levensvatbaar" geacht.
— Als de inkomsten lager zijn dan de "Lage" schatting van de vaste kosten, wordt de levensvatbaarheid van de eenheid als 'levensvatbaarheid in gevaar' beschouwd. Voor bestaande capaciteit geeft dit aan dat een installatie mogelijk economisch niet levensvatbaar is en het risico loopt (tijdelijk) uit de markt te worden genomen. Voor veronderstelde nieuwbouwcapaciteit geeft het aan dat de capaciteit mogelijk geen solide businesscase heeft en dus mogelijk niet wordt gerealiseerd. Beide wijzen op potentiële extra risico's voor de voorzieningszekerheid.

De reeks beschouwde vaste kosten kunnen zowel vaste bedrijfs- en onderhoudskosten (FOM) als geannualiseerde kapitaalkosten (CAPEX) omvatten, afhankelijk van de technologie. Voor technologieën waarin de komende jaren

36 De mediaan is geschikter om te gebruiken dan het gemiddelde, omdat dit laatste vertekend kan worden door gesimuleerde jaren met extreem hoge prijzen en inkomsten. In de praktijk passen financiers echter vaak reducties van inkomsten toe op het basisscenario en hanteren zij aanvullende stresstestscenario's gebaseerd op meer conservatieve aannames. De reden is dat het risicoprofiel van financiers asymmetrisch is: vreemd-vermogensverschaffers moeten erop kunnen vertrouwen dat de kasstromen toereikend zijn om aan de geplande schuldaflossingen en rentebetalingen te voldoen. Met andere woorden, hoewel inkomsten van jaar tot jaar kunnen fluctueren rond een bepaalde verwachtingswaarde, volgen schuldaflossingen een vast betalingsschema en moeten deze elk jaar worden voldaan, en niet alleen in een 'gemiddeld' jaar.

aanzienlijke nieuwe (her)investeringen worden verondersteld in de scenario's worden de CAPEX op jaarbasis wel meegenomen als onderdeel van de beoordeling van de levensvatbaarheid.

Ten opzichte van de monitor van 2025 zijn er verschillende verfijningen aangebracht in de gegevens, aannames en methodiek van de economische levensvatbaarheidsanalyse. De belangrijkste zijn:

— Een nieuwe aanpak om de inkomsten van batterijen over verschillende markten beter te modelleren, evenals hun algehele levensvatbaarheid, rekening houdend met non-firm en tijdsafhankelijke netwerktarieven.
— Een nieuwe methode voor het vaststellen van toekomstige prijsramingen voor balanceringsreserve-capaciteit, en voor het meenemen van balanceringsreserves zoals Frequency Containment Reserve (FCR), Automatic Frequency Restoration Reserve (aFRR) en Manual Frequency Restoration Reserve (mFRR) in het marktmodel.
— De optiewaarde standardproducten (VD2) is verlaagd als gevolg van de lagere prijsvolatiliteit op de termijnmarkten.
— De Weighted Average Cost of Capital (WACC) is voor Nederland opnieuw ingeschat en de hurdle rates voor investeringen bijgewerkt.

Deze aanpassingen worden in deze paragraaf verder toegelicht. Houd er rekening mee dat de reikwijdte van de beoordeling van de economische levensvatbaarheid onderhevig is aan de volgende beperkingen:

— De beoordeling omvat alleen de gemodelleerde zichtjaren (2028, 2030, 2033 en 2035). Deze jaren worden onafhankelijk van elkaar beschouwd (bijvoorbeeld: de levensvatbaarheid in 2030 houdt geen rekening met gemodelleerde inkomsten in 2035).
— De beoordeling is vooral gericht op thermische centrales en opslag, omdat deze de grootste invloed hebben op de voorzieningszekerheid.
— De beoordeling houdt uitsluitend rekening met de levensvatbaarheid van de capaciteiten/centrales die in de TenneT-scenario's zijn aangenomen, inclusief bestaande en enkele nieuw te bouwen capaciteiten. Er wordt geen rekening gehouden met aanvullende capaciteiten die buiten de scenarioveronderstellingen vallen.
— Voor verschillende technologieën heeft TenneT geen gegevens en modelleert daarom geen individuele eenheden. In dat geval wordt alleen de geaggregeerde capaciteit beoordeeld.
— Capaciteiten in het buitenland worden niet in beschouwing genomen.

B 2.2 Vernieuwde methodiek voor bepaling batterij-inkomsten en rentabiliteit

In een studie die is uitgevoerd in samenwerking met KYOS Energy Consulting (hierna KYOS) heeft TenneT een nieuwe methodiek ontwikkeld voor de bepaling van de inkomsten en rentabiliteit van grootschalige batterijsystemen. Meer details over deze methodiek en de toegepaste werkwijze zijn te vinden in het gedetailleerde projectrapport (KYOS, 2025).

De methodiek blijft gebaseerd op de uurlijkse marktsimulaties die in de MVZ worden gebruikt voor alle technologieën. Deze simulaties leveren op uurlijkse day-aheadprijzen, de dispatch voor batterijen bij deze day-aheadprijzen, en toewijzing van reservecapaciteit (FCR/aFRR), op basis van exogene prijzen voor balanceringscapaciteit, technische geschiktheid, en verwachte marktontwikkelingen. Nieuw zijn de volgende vervolgstappen.

Stap 1: Synthese van intraday prijsreeksen (kwartierwaarden)

Omdat uurlijkse simulaties de korte termijn prijsvolatiliteit van intradaymarkten niet volledig vangen, wordt een aanvullende stap doorlopen waarin synthetische intradayprijzen worden gegenereerd. Dit gebeurt via *sampling* van historische verschillen of spreads tussen day-ahead- en intraday prijzen.[37] Deze spreads worden geschaald op basis van aannames over toekomstige marktontwikkelingen [38] en vervolgens toegepast op gesimuleerde uurlijkse day-ahead- prijzen. Deze stap resulteert in kwartierwaardenreeksen die meer representatief is voor de prijsvolatiliteit in de intradaymarkt.

Stap 2: Intraday dispatchoptimalisatie voor grootschalige batterijen

Met de gesynthetiseerde intradayprijzen worden intraday-simulaties uitgevoerd specifiek voor het Nederlandse batterijvermogen. Met deze stap wordt de potentiële waarde van de batterijen op de intradaymarkt bepaald. In

37 Bij de berekening van de spread tussen day-aheadprijzen en intradayprijzen wordt gebruik gemaakt van EPEX' ID1 index: een gewogen gemiddelde prijs van alle transacties in het laatste uur voor *gate closure* in de continuous intradaymarkt.
38 Hierin wordt twee *rescaling* stappen uitgevoerd op de intraday spreads zodat (i) een 1% verandering in de gemodelleerde day-ahead spreads leidt tot ~0,7% verandering in de intraday spreads (op basis van historische marktgedrag) en (ii) de gemiddelde jaarlijkse intradayprijs gelijk is aan de gemiddelde jaarlijkse day-aheadprijs ofwel *arbitrage-free*.

vergelijking met de uurlijkse simulaties, waarin de prijs (en dispatch) het resultaat zijn van het model, gebruiken deze intradaysimulaties de gesynthetiseerde intradayprijzen juist als input en wordt bepaald hoe batterijen tegen deze prijzen worden ingezet. Om consistentie tussen de simulaties en realistisch batterijgedrag te waarborgen, worden daarbij enkele aanvullende randvoorwaarden meegenomen:

- Cycli-limieten: Het maximumaantal toegestane laad-/ontlaadcycli per jaar is beperkt tot 500 (circa 1,4 per dag)
- Reserveverplichtingen: Periodes waarin de batterij in de day-aheadsimulatie reservecapaciteit levert (FCR/aFRR) worden als bindende beperkingen doorgegeven, zodat deze capaciteit niet tevens voor intradayhandel kan worden ingezet.
- Einde-van-de-dag-laadniveau: Aan het einde van elke dag moeten de batterijen in de intradaysimulatie op hetzelfde laadniveau uitkomen als in de day-ahead-simulatie, zodat de energieposities consistent blijven.
- Tijdsgebonden transporttarieven en TDTR: De netwerktarieven van TenneT worden gereguleerd door de ACM en bestaan uit verschillende hoofdcomponenten, waaronder een vast jaarlijks ‘vastrecht’, een $kW_{gecontracteerd}$ component dat is gebaseerd op de gecontracteerd (vaste) transportcapaciteit, en – voor tijdsafhankelijke tariefstructuren – en $kW_{maxgewogen}$ component. Deze laatste wordt bepaald door het maximaal gewogen kwartiervermogen per maand, waarbij het gemeten vermogen per tijdsinterval wordt vermenigvuldigd met een tijdsafhankelijke wegingsfactor die de belasting van het elektriciteitsnet reflecteert. Door gebruik te maken van nieuwe regels en contractvormen, zoals tijdsgebonden transporttarieven en tijdsduurgebonden transportrechten (TDTR), kunnen batterij-exploitanten hun netwerkkosten aanzienlijk verlagen. Door bijvoorbeeld het laadvermogen tijdens uren met hoge wegingsfactoren (typisch piekuren) te beperken (figuur B2-3), kan de $kW_{maxgewogen}$ component substantieel worden gereduceerd. Daarnaast geldt dat bij een TDTR-contract het $kW_{gecontracteerd}$ component vervalt, in ruil voor het feit dat TenneT het transport gedurende maximaal 15% van de tijd kan beperken om de netveiligheid te waarborgen. In de modellering voor batterijen wordt expliciet aangenomen dat batterijen hun laadgedrag tijdens periode met hoge wegingsfactoren beperken om de $kW_{maxgewogen}$ component te minimaliseren. Tegelijkertijd wordt (conservatief) verondersteld dat TenneT het laden gedurende maximaal 15% van de tijd verhindert. Deze aannames zijn in lijn met de veronderstelde contractstructuren en nettarieven zoals toegepast in de FOM-benadering (zie verdere toelichting).
- Liquiditeitskosten: Om rekening te houden met een mogelijk beperkte liquiditeit in de intradaymarkt, wordt in de intradaysimulaties een extra component voor variabele operationele kosten van 10 €/MWh opgenomen, in lijn met de aanbeveling van KYOS.

Uur		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
Werkdagen	jan	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,8	0,9	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	0,9	0,8
	feb	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,8	0,9	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	0,9	0,8
	mrt	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,8	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	1,0	1,0	1,0	1,0	0,9	0,8	0,8
	apr	0,7	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,7	0,8	0,8	0,7	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,7	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8
	mei	0,7	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,7	0,8	0,8	0,7	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,7	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8
	jun	0,7	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,7	0,8	0,8	0,7	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,7	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8
	jul	0,7	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,7	0,8	0,8	0,7	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,7	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8
	aug	0,7	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,7	0,8	0,8	0,7	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,7	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8
	sep	0,7	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,7	0,8	0,8	0,7	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,7	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8
	okt	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,8	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	1,0	1,0	1,0	1,0	0,9	0,8	0,8
	nov	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,8	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	1,0	1,0	1,0	1,0	0,9	0,8	0,8
	dec	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,8	0,9	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	0,9	0,8
Weekend / feestdagen		0,7	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,7	0,8	0,8	0,7	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,7	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8

Figuur B2-3: Aangenomen wegingsfactoren voor $kW_{maxgewogen}$ voor aangeslotenen, aangesloten op het landelijk hoogspanningsnet (Tarievencode elektriciteit (Geldig op 31-12-2025), 2026).

Stap 3: Totale waarde en EVA-toepassing
De totale waarde van een batterij wordt bepaald als de som van de: day-aheadinkomsten, intradayinkomsten, en reservecapaciteitsinkomsten, met waarborgen zodat er geen overlappende inzet plaatsvindt. In lijn met de aanbeveling van KYOS wordt als basis aangenomen dat 30% van de batterijcapacteit (na allocatie van balanceringsreserves) op de day-aheadmarkt wordt ingezet en 70% op de intradaymarkt. Dit is een pragmatische en conservatieve keuze gezien de liquiditeitsontwikkeling in intradaymarkt, de impact van *perfect foresight* in day-aheadsimulaties, en de verwachte handelsvoorkeuren van marktpartijen

De resulterende inkomsten worden vervolgens gebruikt in de EVA om de economische levensvatbaarheid van batterijen te beoordelen op basis van opbrengsten versus vaste kosten. In het Lage FOM niveau wordt aanvullend rekening gehouden met de mogelijkheid dat batterijen een groter deel van hun waarde via de intradaymarkt realiseren dan in de basissituatie wordt aangenomen, zoals nader toegelicht in bijlage 2.6

B 2.3 Modellering van balanceringsreservemarkten
In deze editie van de monitor is een nieuwe aanpak gebruikt om de inkomsten uit balanceringscapaciteit in te schatten op een manier die beter aansluit bij het marktmodel.
De belangrijkste wijzigingen en verbeteringen ten opzichte van de vorige editie zijn:

- Voorspellingen van de toekomstige benodigde volumes voor balanceringscapaciteit zijn gebaseerd op TenneT-verwachtingen over markt- en systeemontwikkelingen. De prognoses tot en met 2035 blijven gelijk aan die van de vorige editie (zie MLZ 2025, tabel B1-2).
- Prijsinschattingen voor balanceringscapaciteits-producten zijn gemaakt met een nieuwe methode ontwikkeld door KYOS (zie tabel B2-1):
  - **aFRR-op- en afregelprijzen:** gebaseerd op KYOS-prognoses, die ervan uitgaan dat de reserve-prijs in de loop van de tijd minder wordt bepaald door thermische centrales en steeds meer door de opportuniteitskosten van batterijen wanneer zij niet deelnemen aan de day-ahead- en intradaymarkt.
  - **mFRR-opregelprijs:** verondersteld op 40% van de aFRR-opregelprijs (gebaseerd op de historische relatie).
  - **mFRR-afregelprijs:** verondersteld op 40% van de aFRR-afregelprijs (gebaseerd op de historische relatie).
  - **FCR:** verondersteld gelijk aan de aFRR-opregelprijs.
- De volumes en prijzen voor FCR, aFRR (op- en afregelen) en mFRR (opregelen) zijn als exogene input in het marktmodel meegenomen. Het marktmodel bepaalt vervolgens in elk uur de kostenoptimale inzet van reservecapaciteit en energie voor de groothandelsmarkt, evenals de totale inkomsten uit deze producten.
- Capaciteitsreservering voor mFRR afregelen is niet opgenomen in het model. De inkomsten voor dit product worden daarom, net als in voorgaande jaren, buiten het model om toegewezen.

Voor de monitor wordt aangenomen dat batterijen in de toekomst primair deelnemen aan FCR en aFRR (op- en afregelvermogen).[39] Reservecapaciteit van batterijsystemen wordt beperkt tot maximaal 50% van het geïnstalleerd vermogen, zodat voldoende flexibiliteit beschikbaar blijft voor arbitrage en laadniveaubeheer.

Tabel B2-1: Aannames voor de vereiste volumes en prijzen van balanceringsreserve capaciteit. De historische waarden voor 2025 zijn ook weergeven als referentie.

Product	Vereiste volumes [MWh/h]					Reserveprijs [€/MW/h][1]				
	2025	2028	2030	2033	2035	2025	2028	2030	2033	2035
FCR	124	124	124	124	124	34	12	12	13	13
aFRR opregelen	487	522	800	800	800	29	12	12	13	13
aFRR afregelen	537	755	900	900	900	7	3	3	3	2
mFRR opregelen	761	782	1200	1200	1200	12	5	5	5	5
mFRR afregelen	524	750	900	900	900	3	1	1	1	1

1 De prijs heeft betrekking op de levering van uitsluitend regelcapaciteit voor aFRR en mFRR, terwijl deze voor FCR zowel capaciteit als energie omvat. Capaciteitsprijzen zijn exogeen afgeleid uit opportunity costs van thermische centrales en BESS-waarderingen.

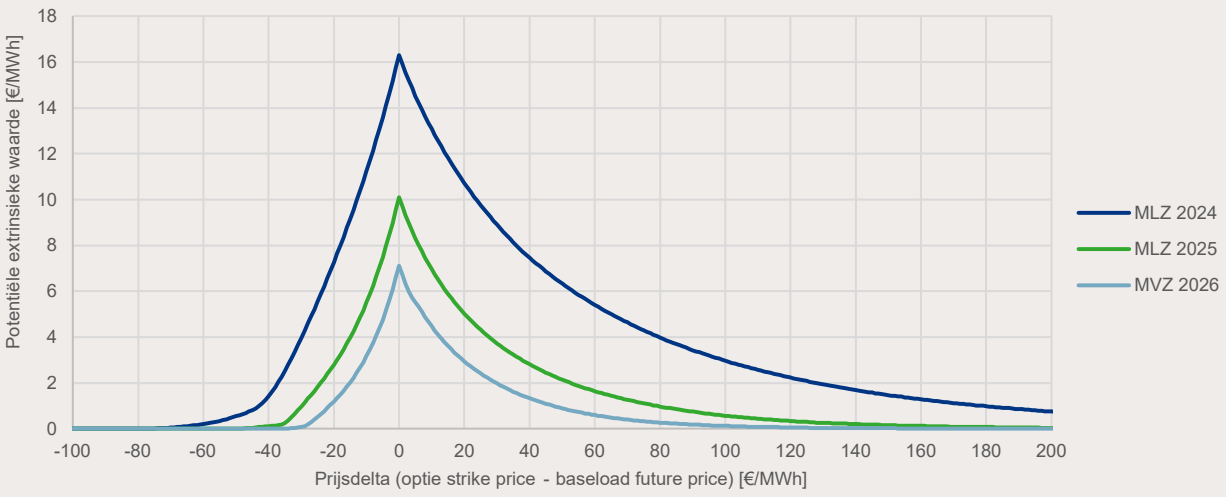
39 mFRR wordt in de basis niet meegenomen, vanwege naar verwachting beperkte waarde en volumes voor BESS.

B 2.4 Actualisering optiewaarden uit standaard termijnproducten (VD2) en uurlijkse shaping (VD4)
Ten opzichte van de vorige editie van de monitor zijn de aannames rondom de optionaliteitswaarde uit standaard termijnproducten (VD2) geactualiseerd. Net als in de vorige editie wordt deze optionaliteitswaarde ingeschat op basis van de marktprijzen van Duitse baseload opties. De benadering op basis van baseload opties is in meer detail uitgelegd in de whitepaper (TenneT, 2024a).

Figuur B2-4 toont de aangenomen potentiële extrinsieke waarde op basis van de prijzen van Duitse baseload opties, evenals de aangenomen waardes in de vorige editie van de monitor. De figuur laat zien dat een *at-the-money* centrale, met marginale kosten die gelijk zijn aan de baseload prijs, een potentiële extrinsieke waarde heeft van circa 7 €/MWh. Voor een *in-the-money* centrale, met marginale kosten lager dan de baseload prijs, neemt de potentiële extrinsieke waarde snel af en bereikt nul bij marginale kosten van ruwweg 35 €/MWh onder de baseload prijs. Dit houdt in dat een diep in-the-money centrale, zoals een kerncentrale, nagenoeg geen optiewaarde heeft boven op de intrinsieke marktwaarde. Voor een *out-of-the-money* centrale neemt de potentiële extrinsieke waarde minder snel af dan voor een in-the-money centrale. Bij marginale kosten van 50 €/MWh boven de baseload prijs is de potentiële extrinsieke waarde nog circa 1 €/MWh.

De figuur laat ook zien dat de potentiële extrinsieke waarde is afgenomen ten opzichte van de vorige editie van de monitor. De maximale potentiële extrinsieke waarde ligt ongeveer 30% lager dan in de MLZ 2026 door minder volatiliteit in de markt. In de economische levensvatbaarheidsanalyse wordt de rentabiliteit van het opgestelde vermogen geanalyseerd voor een zichtjaar in de toekomst. Hierbij wordt aangenomen dat de potentiële extrinsieke waarde in de toekomst hetzelfde zal zijn als deze op dit moment is. Het is lastig om toekomstige marktvolatiliteit, en dus optionaliteit, echt te voorspellen. De TenneT aanpak om de optionaliteitswaarde bij te werken op basis van de huidige marktomstandigheden houdt echter rekening met het feit dat de volatiliteit in de loop van de tijd varieert, en dus ook de waargenomen optionaliteitswaarde van energiecentrales.

Op basis van de potentiële extrinsieke waarde wordt een optionaliteitswaarde uit standaard termijnproducten berekend voor de verschillende energiecentrales. Hierbij wordt rekening gehouden met de hoogte van de marginale kosten van de centrale (die wordt gezien als een strike price van een optie) ten opzichte van de gesimuleerde baseload prijs. De bijbehorende potentiële extrinsieke waarde wordt vermenigvuldigd met het aantal baseload uren per jaar (8760), een beschikbaarheidsfactor (80-90% afhankelijk van het type centrale) en een factor die aangeeft hoeveel van de potentiële extrinsieke waarde mogelijk kan worden verzilverd. Net als in de vorige editie van de monitor is voor de laatste factor uitgegaan van een conservatieve aanname van 25%.



Figuur B2-4: Potentiële extrinsieke waarde van een toekomstige baseload optie als functie van de *strike price*, gebaseerd op de prijzen van Duitse baseload opties voor Cal-26, Cal-27 en Cal-28 via ICE Endex, gemiddeld over de periode tussen 01-10-2025 en 30-11-2025. De x-as wordt uitgedrukt als de delta tussen de strike price van de optie en de *settlement price* van de onderliggende baseload *future* (termijncontract), en kan ook worden gelezen als de delta tussen de marginale kosten van de centrale en de baseload prijs. Daarnaast toont de figuur de potentiële extrinsieke waarde die is gebruikt in de vorige edities van de monitor.

Naast de optionaliteitswaarde uit standaard termijnproducten (VD2) wordt er ook een optionaliteitswaarde aangenomen in de spotmarkten (VD4). Dit wordt ook wel aangeduid als de optionaliteitswaarde op uurlijkse *shaping*. Tabel B2-2 toont hiervoor de aannames voor deze editie van de monitor. Deze zijn hetzelfde als in de vorige editie, met behalve van batterijen. Voor batterijen wordt VD4 in deze editie direct in het model vastgesteld op basis van de berekende intradaywaarde.

Tabel B2-2: Aangenomen waarde voor optiewaarde in spotmarkten (VD4)

Technologie	Waarde [€/MWh]
Kernenergie	0
Gas STEG (alle typen)	2
Batterij (alle typen)	In het model bepaald op basis van de geschatte intradaywaarde
Vraagrespons (alle typen)	0

B 2.5 Bijgewerkte WACC en hurdle rates

TenneT houdt rekening met investeringsrisico in de economische levensvatbaarheidsanalyse volgens de '*hurdle rate*'-benadering zoals beschreven door Boudt (Boudt, 2022). In deze editie van de monitoring wordt dezelfde hurdle rate-benadering toegepast als in de vorige editie. Volgens de hurdle rate-benadering wordt ervan uitgegaan dat een investering alleen zal plaatsvinden als het verwachte rendement de hurdle rate van het project overstijgt. De hurdle rate (H) is gebaseerd op de geschatte gewogen gemiddelde vermogenskostenvoet (ofwel Weighted Average Cost of Capital, WACC) van een 'referentie' investeerder (WACC*), en een technologie-specifieke hurdle-premie (p) die de verschillende investeringsrisico's (en verwachte rendementen) weerspiegelt voor investeringen in die technologie in vergelijking met de WACC*. TenneT hanteert deze hurdle rate bij het annualiseren van de vaste kosten voor nieuwe investeringen (inclusief grote revisies). Voor een nadere toelichting wordt verwezen naar bijlage 1.6 van de MVZ 2025.

$$H = WACC^* + p$$

Ten opzichte van vorig jaar is de referentie-WACC voor Nederland geactualiseerd op basis van recente data voor meerdere parameters, zoals weergeven in tabel B2-3. De resulterende referentie WACC* (reëel, vóór belastingen) is vastgesteld op 5,5%, wat hoger dan in de vorige editie door een lichte stijging in de langetermijn risicovrije rente. De hurdle-premies zijn niet in deze editie aangepast en blijven gelijk als in de vorige editie op basis van Boudt (Boudt, 2024).

Tabel B2-3: Berekening van de WACC-referentie voor Nederland

Variabele		Eenheid	Waarde
Kosten van eigen vermogen (CoE)	Langetermijn risicovrije rente (rf)	%	2,8% [a]
	Aandelenbeta (β)		0,874 [b]
	Aandelenrisicopremie	%	5% [c]
	Landrisicopremie	%	0% [d]
	CoE (nominaal)	%	7,1%
	CoD (nominaal)	%	5,4% [b]
Kosten van (bruto) vreemd	Hefboomratio (g) [D/(D+E)]	%	47,5% [b]
Gewogen gemiddelde vermogens-kostenvoet (WACC)	Belastingtarief (t)	%	25,8% [e]
	Verwachte inflatie (i)	%	2,0% [f]
	WACC (nominaal, na belasting)	%	5,6%
	WACC (nominaal, vanilla)	%	6,3%
	WACC (nominaal, vóór belasting)	%	7,6%
	WACC (reëel, vóór belasting)	%	5,5%

a Volgens de ACER-methodiek moet de risicovrije rente gebaseerd zijn op het gemiddelde rendement van het Eurozone-land met de beste kredietrating. Aangezien Nederland en Duitsland dezelfde kredietrating hebben, wordt de langetermijnrente (10-jaar staatsobligaties) van Duitsland gebruikt, omdat deze het laagst is (ECB, 2026b). De gemiddelde waarde van november 2025 tot en met januari 2026 wordt genomen.

b De aandelenbeta (of *levered* of *equity* beta), de kosten van vreemd vermogen en de hefboomratio waren in 2025 door TenneT ingeschat op basis van financiële verslagen van publieke ondernemingen en Bloomberg-data voor een representatieve selectie van beursgenoteerde en niet-beursgenoteerde Europese bedrijven. Deze parameters zijn voor deze editie van de MVZ niet geactualiseerd, omdat deze waarden doorgaans slechts beperkt veranderen van jaar op jaar en de eerder gebruikte inschattingen daarom nog steeds representatief worden geacht.

c Afgestemd met de aannames van ACM (ACM, 2023).

d De risicopremie voor Nederland is gelijk aan die van Duitsland (Damodaran, 2024)

e Onder aanname van Nederlandse bedrijfsbelastingen (Rijksoverheid, 2025a)

f Langere termijn (5 jaar vooruit) Eurozone-inflatie voorspelling, met stand van maart 2026 (ECB, 2026a)

Tabel B2-4: Veronderstelde hurdle premiums en hurdle rates per technologie (reëel, vóór belastingen). Deze zijn alleen van toepassing op eenheden met een CAPEX-component (MME of nieuwbouw) in hun vaste kosten.

Technology	WACC*-referentie [%]	Hurdle-premie [%] [a]	Hurdle rate [%]
Bestaande STEG	5,5%	2,9%	8,4%
Nieuwe batterijen, grootschalig	5,5%	3,5%	9,0%

a De premies zijn gebaseerd op (Boudt, 2024).

B 2.6 Aannames voor vaste kosten

Tabel B2-5 toont de veronderstelde vaste kosten voor meerdere technologieën. Net als in de vorige editie bestaan de bandbreedtes voor de totale jaarlijkse vaste kosten uit een referentie-FOM (voor algemene exploitatie- en onderhoudskosten, exclusief netwerktarieven) en geannualiseerde CAPEX voor technologieën waarvoor in de onderliggende scenario's wordt uitgegaan van aanzienlijke nieuwe investeringen (bijvoorbeeld batterijen, hernieuwbare energiebronnen). Voor STEG-centrales en batterijen wordt rekening gehouden met enkele aanvullende elementen, zoals in de volgende paragrafen wordt toegelicht.

Aannames voor STEG-centrales

Voor gasgestookte STEG-centrales moet periodiek groot onderhoud uitgevoerd worden om de centrales in een goede operationele staat te houden. Deze zogenoemde *Major Maintenance Events* (MME's) zijn in te delen in drie categorieën met verschillende kosten en onderhouds-intervallen, zoals weergegeven in tabel B2-6. Aangezien MME's een aanzienlijke investering vereisen, is een aankomende MME meestal een belangrijk moment voor exploitanten om de verwachte economische prestaties van een centrale te beoordelen en te beslissen of ze willen investeren in een MME om de centrale operationeel te houden. Als wordt verwacht dat toekomstige inkomsten niet de kosten van de volgende MME met een voldoende marge en terugverdientijd zullen dekken, zal een exploitant overwegen om de centrale tijdelijk of zelfs definitief uit bedrijf te nemen.

Tabel B2-5: Basis van jaarlijkse vaste-kostenramingen aangenomen in de economische beoordeling. Een -> symbool geeft aan dat de waarde is veranderd over de zichtjaren.

Technologie	Referentie FOM [k€/MW/jaar]	Netwerktarieven [a] [k€/MW/jaar]			Intraday onzekerheids-factor [b] [k€/MW/jaar]	Geannualiseerde CAPEX (Annuïteit) [k€/MW/jaar]						Totale jaarlijkse vaste kosten [k€/MW/jaar]		
						Major Maintenance Event (MME)			Nieuwbouw					
		Lage	Midden	Hoog	Lage	Lage	Midden	Hoog	Lage	Midden	Hoog	Lage	Midden	Hoog
Kernenergie	- [c]	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	80	120	160
Gas STEG	28 [d]	-	-	-	-	12 [e]	25 [e]	39 [e]	-	-	-	40	53	67
Batterij 2 uur	16 [f]	48 -> 66	53 -> 73	84 -> 116	(-36) -> (-43)	-	-	-	63 -> 46 [g]			90 -> 85	132 -> 135	160 -> 178
Batterij 4 uur					(-49) -> (-66)	-	-	-	112 -> 82 [g]			125 -> 97	180 -> 170	209 -> 219
Batterij 8 uur					(-70) -> (-88)	-	-	-	156 -> 145 [g]			158 -> 139	238 -> 234	278 -> 277
Vraagrespons	- [c]	-	-	-	-	-	-	-	-			0	15	50

a De netwerktarieven voor batterijen stijgen over de tijd, zoals aangegeven in tabel B2-7.
b De intraday-onzekerheidsfactor wordt uitsluitend toegepast op batterijen en weerspiegelt potentiële opwaartse onzekerheden in batterij-inkomsten. Deze worden meegenomen als equivalente negatieve 'kosten', uitsluitend in de Lage-FOM situatie. De factor varieert per batterijtechnologie in de tijd. Zie tabel B2-8 voor details.
c Voor bepaalde technologieën zijn onvoldoende gegevens beschikbaar om een gedetailleerde uitsplitsing van de kosten te geven, en wordt een vaste reeks jaarlijkse vaste kosten overwogen.
d Op basis van een interne studie en gesprekken met marktdeelnemers. Dit cijfer omvat O&O-kosten (bijvoorbeeld personeel, algemeen onderhoud, verzekering, lokale belastingen), SGA-kosten (bijvoorbeeld IT, HR, Financiën, BD, hoofdkantoor, Juridische zaken), TenneT-netaansluitingskosten en kosten voor gaslogistiek. Geannualiseerde vaste kosten (Afschrijvingen en Amortisatie) voor kapitaalinvesteringen en MME's zijn niet inbegrepen.
e De 'Lage' en 'Midden' schattingen van STEG's zijn gebaseerd op midden schattingen van kosten van HGPI's en major overhauls uit een interne studie van TenneT (zie Tabel B2-6).
f Op basis van ACER's 'Publieke consultatie over economische inputdata voor Europese elektriciteitssysteemmodellering (ACER, 2026b)
g De onderliggende kostenaannames voor batterijen zijn weergegeven in figuur B2-5. Batterijen met een opslagduur van 8 uur zijn uitsluitend aangenomen vanaf zichtjaar 2033.

Tabel B2-6: Hoofdtypen grote onderhoudsinterventies (MME's) voor gas (STEG) centrales (Bron: (UMS Group, 2017), (Pöyry, 2018))

Soort Major Maintainance Event (MME)	Totale kosten [a]		Kosten op jaarbasis [b] [€/kW/jaar]	Onderhoudsinterval [c]		
	Totaalbedrag [€ mln]	Specifiek [€/kW]		Draaiuren	Starts	Frequentie
Combustion Inspection (CI)	5 – 10,4	6 – 13	3 – 5	8000	450	Eens per 1-3 jaar
Hot Gas Path Inspection (HGPI)	20 – 26	26 – 32	11 – 13	24000	900	Eens per 4-6 jaar
Major overhaul	40 – 66	49 – 81	20 – 31	48000	2400	Eens per 8-16 jaar

a Gebaseerd op gegevens uit een interne studie uitgevoerd door TenneT in 2017, gecorrigeerd voor inflatie naar €2025 (UMS Group, 2017). Kosten weergegeven voor een 2 x 400 MW (800 MW totaal) CCGT.

b De geannualiseerde jaarlijkse kosten gaan uit van een hurdle rate van 8,2%, een terugverdientijd van 2 jaar voor CI's, en 3 jaar voor HGPI's en major overhauls. De verwachte terugverdientijd varieert per MME en per bedrijf, maar men verwacht iets tussen de 3 en 5 jaar.

c De hier vermelde frequentieband is gebaseerd op (Pöyry, 2018) data en de aanname van 6.000 draaiuren (ondergrens) of 150 starts (bovengrens) per jaar voor een STEG-eenheid. Deze aannames zijn vrij conservatief, aangezien het gemiddelde aantal draaiuren en jaarlijkse starts voor Nederlandse STEG's in de afgelopen 3 jaren ongeveer 4.600 draaiuren en 85 starts per jaar bedraagt, gebaseerd op gegevens van ENTSO-E.

Wat betreft de economische beoordeling van TenneT is het een uitdaging om deze MME beslissingsmomenten direct in onze beoordeling te verwerken, omdat het bij TenneT niet bekend is wat voor type MME een centrale te wachten staat, welke kosten hier precies aan verbonden zijn, wat de verwachte terugverdientijd is en wat het gewenste rendement op een dergelijke investering is.[40] Bovendien houdt de modellering van TenneT alleen rekening met individuele jaren op de langere termijn (2030 en verder). Gezien de energietransitie en de onzekerheid over de toekomstige rol van gascentrales is er daarnaast ook de mogelijkheid dat exploitanten ervoor kiezen slechts het absolute minimum aan investeringen te doen om een centrale operationeel te houden, als de verwachting is dat deze op een bepaald moment in de toekomst zal moeten sluiten. Daarom hanteren we in deze editie van de MLZ de volgende aanpak:

— Het 'Lage' niveau gaat ervan uit dat een centrale een *Hot Gas Path Inspection* (HGPI) zal moeten ondergaan in de beoordeelde periode, met jaarlijkse vaste kosten van circa 12 €/kW/jaar (zie tabel B2-5). Een centrale die deze kosten niet dekt, en dus geen bijdrage levert aan de financiering van de vereiste MMEs, wordt beoordeeld als 'Levensvatbaarheid in gevaar'. Een centrale die deze geannualiseerde kosten plus de reguliere jaarlijkse FOM wel dekt, wordt beoordeeld als 'Mogelijk levensvatbaar'.
— Het 'Midden' niveau gaat ervan uit dat een centrale een grote revisie (*major overhaul*) moet ondergaan in de beoordeelde periode. Een centrale die naar verwachting de geannualiseerde kosten van een typische grote revisie, circa 25 €/kW/jaar, naast de reguliere jaarlijkse FOM, dekt, wordt beoordeeld als 'Waarschijnlijk levensvatbaar'.
— Het 'Hoog' niveau gaat ervan uit dat een centrale een zeer uitgebreide en dure grote revisie (mogelijk een levensduurverlenging) moet ondergaan in de beoordeelde periode (à 100 €/kW CAPEX), met jaarlijkse kosten van circa 39 €/kW/jaar. Een centrale die deze kosten, naast de reguliere jaarlijkse FOM, kan dekken, wordt beoordeeld als 'Zeer waarschijnlijk levensvatbaar'.

Aannames voor batterijen

Naast de nieuwe modellering van batterijen zijn in deze editie ook verschillende andere aannames met betrekking tot batterijen geactualiseerd. Ten eerste zijn de 'Lage', 'Midden' en 'Hoog' vaste-kostenniveaus wat veranderd dan in de vorige editie van de monitor. Met name de aannames voor de netwerktarieven zijn als volgt herzien:

— Het 'Lage' niveau veronderstelt dat batterijen een TDTR contract hebben dat 100% van hun capaciteit afdekt (d.w.z. de $kW_{gecontracteerd}$-component van de netwerkkosten vervalt volledig) en dat zij hun laadgedrag volledig optimaliseren om hun $kW_{maxgewogen}$-factor te minimaliseren.

40 TenneT heeft getracht meer gedetailleerde informatie over verwachte MME's bij marktpartijen te verzamelen om de beoordeling te verfijnen, maar ontving hiervoor onvoldoende gegevens om een robuuste analyse uit te voeren.

— Het ‘Midden’ niveau veronderstelt eveneens dat batterijen volledig onder een TDTR-contract vallen, maar dat zij hun laadgedrag slechts gedeeltelijk optimaliseren.
— Het ‘Hoog’ veronderstelt dat batterijen slechts voor 75% van hun capaciteit een TDTR-contract hebben (d.w.z. slechts 75% van de $kW_{gecontracteerd}$-component van de netwerkkosten vervalt) en dat zij hun inzet geheel niet optimaliseren om de netwerkkosten te verlagen.

Volgens het ACM-Tarievenbesluit TenneT 2026 bedragen de jaarlijkse netwerktarieven voor het jaar 2026 voor aangeslotenen op de EHS-net 54 $€_{2025}$/kW/jaar voor de $kW_{gecontracteerd}$-component, en 6,2 $€_{2025}$/kW/maand voor de $kW_{maxgewogen}$-component (ACM, 2025). Daarnaast wordt verondersteld dat de netwerktarieven jaarlijks met 4,7% (reëel) toenemen, in lijn met de door TenneT gepubliceerde ramingen voor netwerktarieven (TenneT, 2024b). Op basis van deze tarieven en de overige aannames hierboven laat tabel B2-7 de veronderstelde netwerktarieven per FOM-niveau zien.

Tabel B2-7: Aangenomen netwerkkostencomponenten voor batterijen voor de Laag-, Midden- en Hoog-FOM-niveaus ($€_{2025}$/kW/jaar)

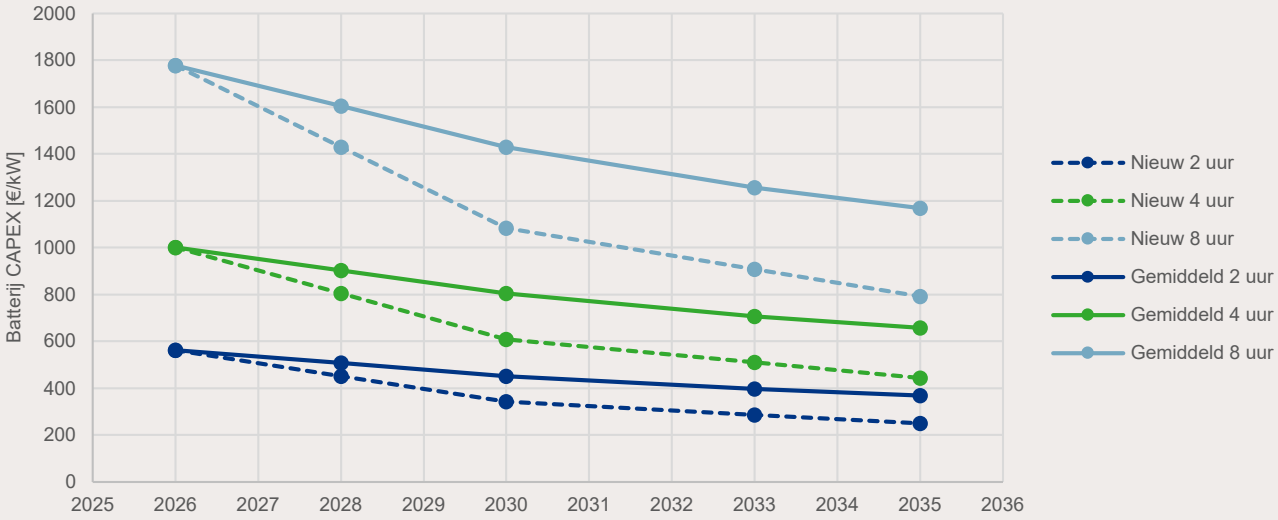
		2026 (referentie)	2028	2030	2033	2035
Laag	$kW_{gecontracteerd}$	0	0	0	0	0
	$kW_{maxgewogen}$	43,5	47,7	52,3	60,0	65,8
	Totaal	**43,5**	**47,7**	**52,3**	**60,0**	**65,8**
Midden	$kW_{gecontracteerd}$	0	0	0	0	0
	$kW_{maxgewogen}$	48,2	52,8	57,9	66,4	72,8
	Totaal	**48,2**	**52,8**	**57,9**	**66,4**	**72,8**
Hoog	$kW_{gecontracteerd}$	13,5	14,8	16,2	18,6	20,4
	$kW_{maxgewogen}$	63,2	69,3	76,0	87,2	95,6
	Totaal	**76,7**	**84,1**	**92,2**	**105,8**	**116**

Om rekening te houden met potentiële opwaartse effecten in intraday inkomsten wordt uitsluitend in het Lage-FOM niveau een aanvullende factor toegepast in de vorm van een ‘intraday onzekerheidsfactor’. Deze factor wordt geïmplementeerd als een verlaging van de jaarlijkse vaste kosten van batterijen en weerspiegelt de mogelijkheid dat batterijen hogere intraday- (en andere) inkomsten kunnen realiseren dan verondersteld in de basis Monte-Carlo simulaties.[41] Deze factor wordt bepaald op basis van het verschil in batterij inkomsten tussen een situatie waarin wordt aangenomen dat batterijen 100% van hun handelsvolume op de intradaymarkt realiseren en de basissituatie waarin 70% van de handel plaatsvindt op de intradaymarkt en 30% op de day aheadmarkt (zie bijlage 2.2). Dit verschil wordt berekend per batterijduurtype, zichtjaar en scenario, omgerekend naar een equivalent in €/ kW/jaar en toegepast als een negatieve kostenpost, die de vaste-kostendrempel voor ‘mogelijk levensvatbaar’ effectief verlaagt. Zie tabel B2-8 voor een overzicht van de ‘intraday onzekerheidsfactoren’.

41 Deze factor kan ook worden opgevat als een representatie van aanvullende, niet expliciet gekwantificeerde inkomsten, zoals inkomsten uit de activering van balanceringsenergie.

Naast netwerktarieven worden ook de geannualiseerde CAPEX-kosten voor batterijen meegenomen in de vaste kosten. Deze zijn in deze editie geactualiseerd op basis van een analyse van publiek beschikbare kostenramingen, die laten zien dat de kosten van batterijen de afgelopen jaren een duidelijke daling vertonen.[42] Op basis van de beschikbare gegevens gaat TenneT ervan uit dat de nieuwbouw-CAPEX voor 2-uurs-, 4-uurs- en 8-uursbatterijen in reële termen daalt van respectievelijk 560, 1000 en 1780 €/kW in 2026 met circa 55% richting 2035. Aangezien batterijen echter worden gemodelleerd als geaggregeerde capaciteiten per opslagduurtype, zonder expliciet onderscheid naar bouwjaar, wordt voor de beoordeling van de economische levensvatbaarheid de gemiddelde nieuwbouw-CAPEX tot en met (en inclusief) het betreffende zichtjaar gebruikt bij de vergelijking met de gemodelleerde inkomsten in dat jaar. Deze aannames zijn weergegeven in figuur B2-5. Uitgaande van een economische levensduur van 15 jaar en een hurdle rate van 9% resulteert dit in gemiddelde geannualiseerde investeringskosten van respectievelijk 63, 112 en 200 €/kW/jaar voor 2 uurs-, 4 uurs- en 8 uursbatterijen in 2028, die afnemen tot 46, 82 en 145 €/kW/jaar in 2035. Deze CAPEX niveaus blijven gelijk in de ‘Lage’, ‘Midden’ en ‘Hoge’ vaste-kostenniveaus.

Batterij investerings CAPEX



Figuur B2-5: Aannames voor batterij-investerings-CAPEX (*overnight*). De gestippelde lijn toont de investeringskosten in een specifiek zichtjaar (reëel); de doorgetrokken lijn het gemiddelde tot en met dat jaar, dat wordt gebruikt in de levensvatbaarheidsanalyse.

42 TenneT heeft verschillende recente publicaties en projectaankondigingen in beschouwing genomen, waaronder Giga Storage (Giga Storage, 2025), Ember (Ember, 2025), ACER (ACER, 2026b), DEA (Danish Energy Agency, 2025), Lazard (Lazard, 2025). De gehanteerde aannames zijn gekozen binnen de bandbreedte van kostenramingen die worden genoemd voor nieuwbouwprojecten in 2025/2026. Het veronderstelde kostendalingspad is gebaseerd op ramingen van de DEA.

B 2.7 Aanvullende analyse inkomsten gascentrales

In paragraaf 4.2.2 is opgemerkt dat de jaarlijkse netto-inkomsten van gascentrales sterk kunnen verschillen tussen de verschillende modelsimulaties. Figuur B2-6 laat de verdeling van de jaarlijkse netto-inkomsten zien voor drie geselecteerde gascentrales met verschillende efficiëntie. Daarnaast toont de figuur wat de mediane inkomsten zijn die worden gebruikt in de beoordeling van de economische levensvatbaarheid en de verschillende niveaus van de jaarlijkse vaste kosten (FOM).

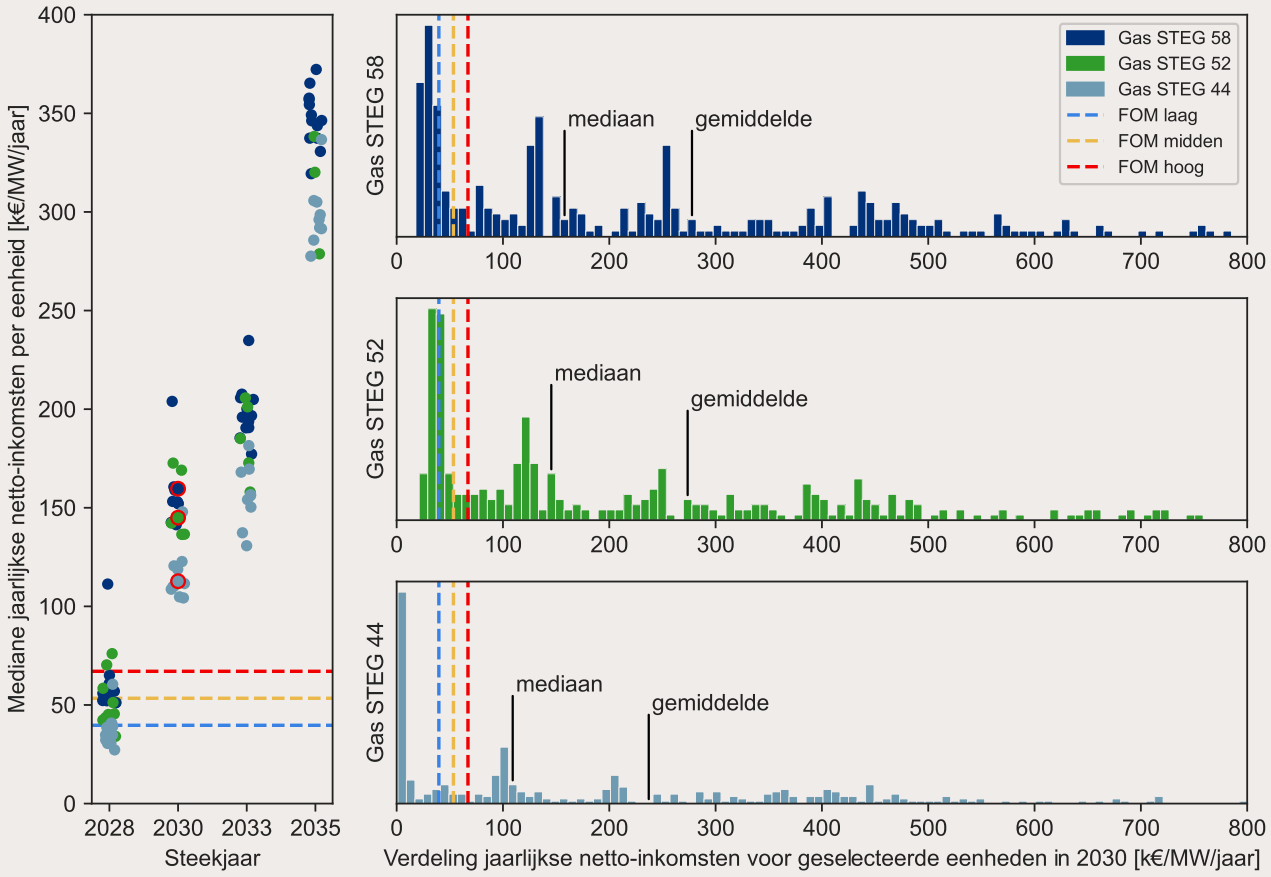
De figuur laat zien dat de verdeling van de jaarlijkse netto-inkomsten sterk asymmetrisch is. Voor zichtjaar 2030 is een duidelijke concentratie van simulatie-uitkomsten zichtbaar bij netto-inkomsten onder het laagste FOM-niveau. De mediaan ligt hier echter flink boven, en het gemiddelde ligt nog hoger. Dit gemiddelde wordt sterk bepaald door de modelsimulaties met een lage waarschijnlijkheid maar met zeer hoge netto-inkomsten. Deze incidentele hoge netto-inkomsten zijn het gevolg van de toenemende schaarste in de elektriciteitsvoorziening en de daarbij behorende hoge elektriciteitsprijzen. Wanneer de markt niet in de gevraagde hoeveelheid elektriciteit kan voorzien, zal de prijs toenemen tot de marktprijslimiet (zie tabel B3-10). Deze limieten kunnen meer dan 100 keer hoger liggen dan de gemiddelde elektriciteitsprijs (zie figuur 4-13). In die uren kan een (gas) centrale veel geld verdienen.

Door toenemende productie uit zonne- en windenergie maken gascentrales steeds minder vollasturen. Ook neemt de elektriciteitsprijs af in uren dat er veel productie is uit zonne- en windenergie. Hierdoor worden gascentrales steeds afhankelijker van momenten met zogenoemde schaarsteprijzen. Dit zijn momenten waarbij de elektriciteits-prijs flink hoger ligt dan het gemiddelde. Figuur B2-7 laat zien hoeveel uren er zijn met schaarsteprijzen in de verschillende scenario's, zichtjaren en modeliteraties. Hierbij zijn schaarsteprijzen gedefinieerd als momenten waarop de elektriciteitsprijs hoger ligt van 1000 €/MWh, 1200 €/MWh, 1300 €/MWh en 1400 €/MWh voor respectievelijk zichtjaar 2028, 2030, 2033 en 2035. Deze drempelwaardes zijn gekozen in overeenstemming met de *revenue caps* die zijn gebruikt in de ERAA 2025 in een gevoeligheidsanalyse rondom de risicoaversie van investeerders (zie paragraaf 10.10.2 van annex 2). Figuur B2-7 laat een toenemende hoeveelheid schaarsteprijzen zien, zowel in het hoge vraagscenario als in het lage vraagscenario.

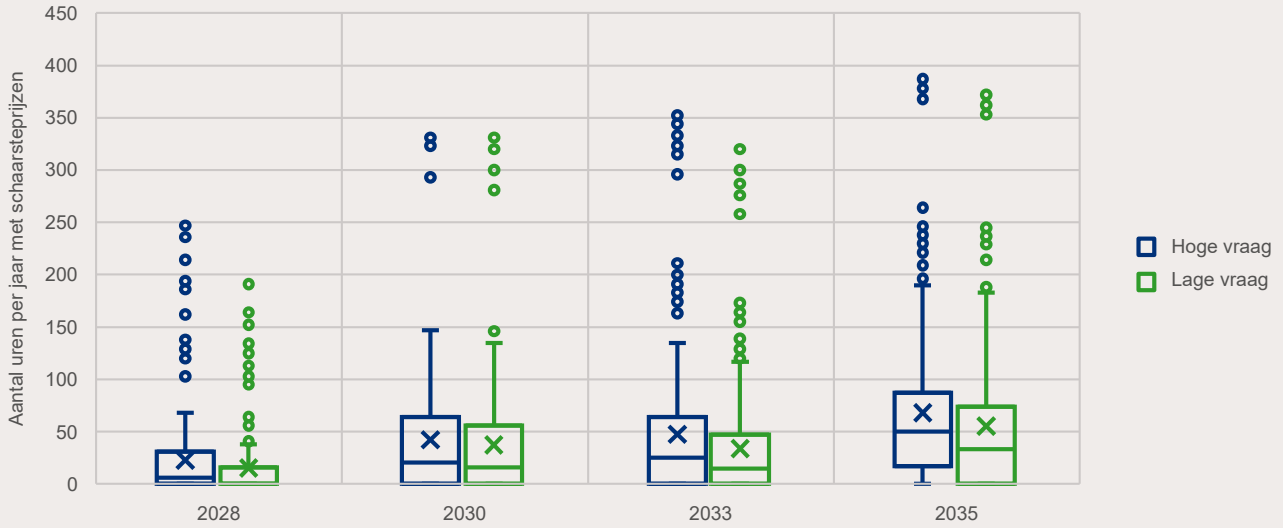
Aan van de schaarsteprijzen kan berekend worden hoe groot het aandeel schaarste-inkomsten is ten opzichte van de totale netto-inkomsten. Figuur B2-8 laat dit aandeel zien ten opzichte van de mediane netto-inkomsten die zijn gebruikt in de economische levensvatbaarheidsbeoordeling. De schaarste-inkomsten zijn berekend als aanvullende inkomsten bij elektriciteitsprijzen boven de hiervoor genoemde drempelwaardes. Inkomsten bij prijzen tot deze drempelwaardes worden gezien als reguliere inkomsten. De figuur laat zien dat er in het lage vraagscenario in zichtjaar 2028 nog vrijwel geen sprake is van schaarste-inkomsten. In het hoge vraagscenario is dit wel het geval. In zichtjaar 2028 vertegenwoordigen schaarste-inkomsten al circa 50% van de totale netto-inkomsten voor een gascentrale in de categorie Gas CCGT 52. In daarop volgende zichtjaren neemt dit aandeel verder toe tot circa 75% in zichtjaar 2035. Deze percentages liggen iets lager voor meer efficiënte gascentrales. Maar ze liggen nog iets hoger voor minder efficiënte gascentrales. Voor alle gascentrales geldt echter dat de totale netto-inkomsten voor een belangrijk deel uit schaarste-inkomsten bestaan.

Tabel B2-8: Intraday onzekerheidsfactor per batterijtype en zichtjaar toegepast in het Lage-FOM niveau [k€/MW/jaar].

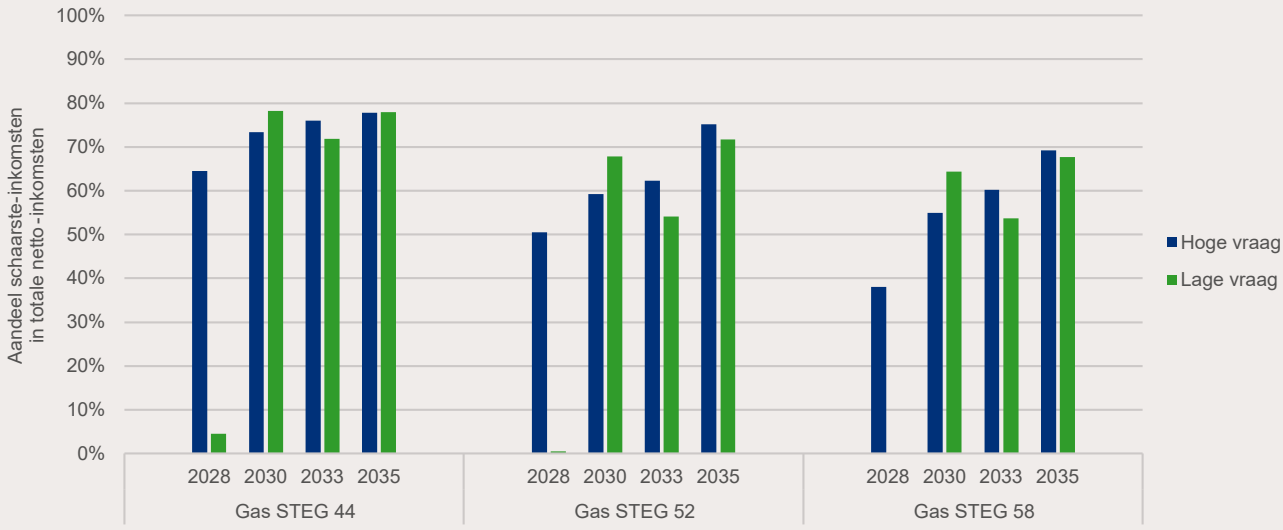
Scenario	Opslagduur	2028	2030	2033	2035
Hoge vraag	2 uur	-37	-40	-40	-43
	4 uur	-51	-54	-57	-66
	8 uur	-	-	-74	-88
Lage vraag	2 uur	-36	-39	-37	-41
	4 uur	-49	-52	-54	-64
	8 uur	-	-	-70	-82



Figuur B2-6: Verdeling van de jaarlijkse netto-inkomsten van gascentrales in het hoge vraagscenario. Het diagram links laat de hoogte van de mediane jaarlijkse netto-inkomsten zien voor elke individuele gaseenheid ten opzichte van de aangenomen niveaus van de jaarlijkse vaste kosten (FOM), voor de vier zichtjaren. Voor drie geselecteerde eenheden, links gemarkeerd met een rode rand, wordt rechts de verdeling (histogram) van de jaarlijkse netto-inkomsten over alle modelsimulaties getoond voor zichtjaar 2030.
In het histogram zijn de mediane en gemiddelde netto-inkomsten gemarkeerd. Merk op dat de diagrammen rechts zijn afgekapt op 800 k€/ MW/jaar. In de meest extreme resultaten kunnen de jaarlijkse netto-inkomsten echter tot boven 2000 k€/MW/jaar uitkomen.



Figuur B2-7: Verdeling van het aantal uren met schaarsteprijzen. De boxplots laten de verdeling van de het aantal uren per jaar met schaarsteprijzen zien op basis van alle modeliteraties (weer- en uitvalsscenario's) voor het hoge vraagscenario en het lage vraagscenario. De horizontale lijn in de box laat hierbij de mediaan zien en het kruisje laat het gemiddelde zien.



Figuur B2-8: Aandeel van schaarste-inkomsten in de totale netto-inkomsten. Hierbij zijn de schaarste-inkomsten berekend als de aanvullende inkomsten wanneer de gesimuleerde elektriciteitsprijs boven schaarsteprijs-drempelwaarde uitkomt. De figuur toont de schaarste-inkomsten ten opzichte van de mediane netto-inkomsten, zoals gebruikt in de beoordeling van de economische levensvatbaarheid. Deze zijn vervolgens gemiddeld per STEG efficiëntieklasse.

Bijlage 3 Scenario details

De scenario's voor de monitor worden tot stand gebracht op basis van een verscheidenheid aan bronnen en analyses. Het Verkenning Vertraagde Transitie scenario van Netbeheer Nederland is daarbij in het bijzonder een belangrijke bron voor veel parameters. In deze bijlage worden de belangrijkste aannames voor vraag, aanbod en flexibiliteit beschreven, evenals aanvullende aannames die gemaakt zijn ten behoeve van de marktsimulaties. Gebruikte data worden eveneens gepubliceerd in het begeleidende data dashboard dat tegelijkertijd met publicatie van dit rapport op de TenneT website wordt geplaatst.

B 3.1 Vraag

Tabel B3-1 toont de kwantificering van de niet-prijsgevoelige elektriciteitsvraag voor Nederland in de verschillende scenario's.

Tabel B3-1: Kwantificering van de niet-prijsgevoelige elektriciteitsvraag voor Nederland.

Sector	2025 (ref) [TWh]	2028 Laag [TWh]	2028 Hoog 2030 Laag [TWh]	2030 Hoog 2033 Laag [TWh]	2033 Hoog 2035 Laag [TWh]	2035 Hoog [TWh]
Gebouwde omgeving	-	49,7	55,7	53,9	59,4	62,5
Industrie	-	39,6	43,6	46,3	53,9	57,1
Datacenters	-	8,5	15,9	20,0	24,1	26,8
Mobiliteit	-	5,9	13,0	16,7	25,2	31,8
Landbouw	-	8,1	9,2	10,0	10,4	9,8
Overige	-	5,0	6,6	7,4	8,7	9,4
Energiesector	-	3,5	2,7	5,9	6,6	8,4
Totaal	**121***	**120,3**	**146,8**	**160,3**	**188,1**	**205,8**

* In het referentiejaar is geen onderscheid bekend tussen onderliggende sectoren. De 121 TWh is dus de totale vraag.

B 3.2 Aanbod

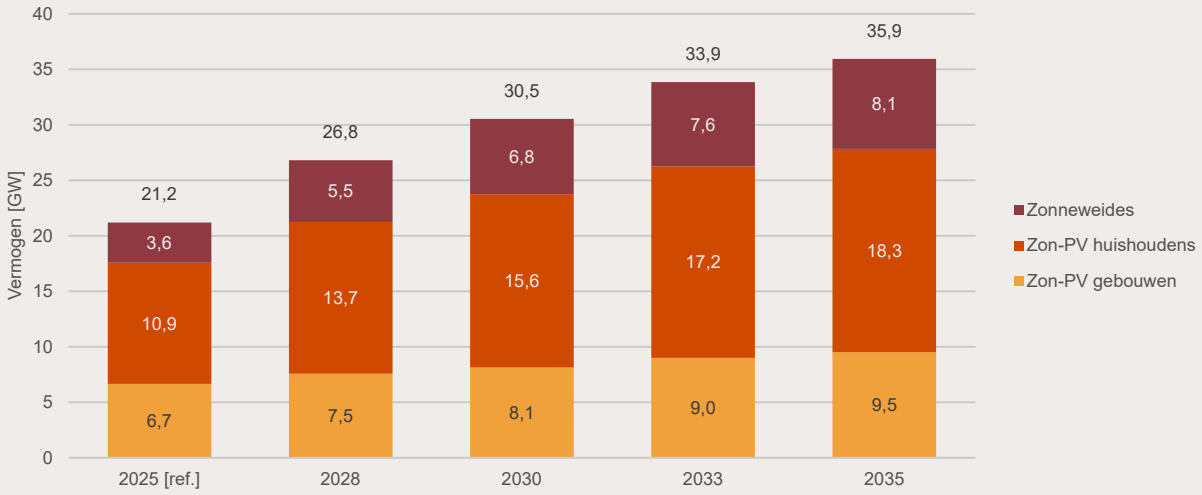
Tabel B3-2 toont de kwantificering van de geïnstalleerde operationele opwekvermogens in Nederland in de verschillende scenario's.

Tabel B3-2: Kwantificering van de geïnstalleerde operationele opwekvermogens in Nederland.

Sector	Referentie 2025 [GW]	2028 [GW]	2030 [GW]	2033 [GW]	2035 [GW]
Wind op land	7,0	7,4	7,6	8,0	8,2
Wind op zee	4,7	6,0	8,9	15,8	19,8
Zon-PV (netto)	26,0	26,8	30,5	33,9	35,9
Overig hernieuwbaar*	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Totaal niet-regelbaar	**37,8**	**40,2**	**47,0**	**57,6**	**63,9**
Nucleair	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5
Kolen	4,0	2,9	0,0	0,0	0,0
Gas	17,5	15,4	14,1	12,4	11,6
Biomassa	0,5	0,6	0,6	0,7	0,7
Afvalverbranding	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8
Totaal regelbaar	**23,3**	**20,2**	**16,0**	**14,4**	**13,6**

* In de categorie overig hernieuwbaar bevindt zich voor Nederland alleen overig niet-regelbaar hernieuwbaar vermogen: waterkracht uit rivieren, dit vermogen is echter zo klein dat het lijkt afgerond naar nul.

Opgesteld netto vermogen zon-PV na omvorming



Figuur B3-1: Netto vermogen zon-PV na omvorming per type (paneel capaciteit is hoger).

Zon-PV

Het netto vermogen aan zon-PV na omvorming (dus maximaal in te voeden op het net) wordt in figuur B3-1 uitgesplitst naar type installatie getoond. Er is onderscheid gemaakt tussen kleinschalige (huishoudens) en grootschalige (kantoorgebouwen e.d.) installaties op dak, evenals grootschalige veldopstellingen met regelmatig tientallen tot soms honderden MW aan opgesteld vermogen.

Per type zon-PV is uitgegaan van verschillende overplantingpercentages – het aandeel van het (piek) paneelvermogen dat niet kan invoeden door een beperkt omvormervermogen. Deze percentages worden getoond in tabel B3-3.

Tabel B3-3: Aangenomen overplantingpercentages per type zon-PV.

Type	2028	2030	2033	2035
Zon-PV (huishoudens)	10%	10%	10%	10%
Zon-PV (gebouwen)	40%	40%	43%	45%
Zonneweides	40%	40%	43%	45%

Overplanting

Om de impact op het elektriciteitsnet van zon-PV installaties te beperken worden deze steeds vaker met een vermogen aangesloten dat lager is dan het vermogen van de zonnepanelen zelf. Omdat het aantal uren in het jaar waarop zonnepanelen maximaal produceren beperkt is, kan de netimpact op deze manier significant gereduceerd worden, terwijl de hoeveelheid niet-opgewekte energie beperkt is.
Dit wordt vaak *overplanting* genoemd – het over-dimensioneren van de panelen t.o.v. de netaansluitings-capaciteit – en draagt bij aan een betere integratie van hernieuwbare opwekbronnen in het systeem.
In de praktijk wordt hiervoor het omvormervermogen (DC-AC) kleiner gekozen (tot 50%) dan het vermogen dat de panelen maximaal zouden kunnen leveren.

Ook voor kleinere installaties zonder verplichting (vanuit SDE subsidie) kan overplanting economisch interessant zijn, omdat omvormers vaak relatief duurder zijn dan de zonnepanelen zelf en teruglevering (waarvoor betaald moet worden) beperkt wordt.
Hoewel overplanting voor de dimensionering van de elektriciteitsnetten een belangrijke rol speelt, is de impact op voorzieningszekerheid marginaal omdat kritische situaties meestal voorkomen als er geen of nauwelijks zon-PV productie is.

B 3.3 Flexibiliteit

In deze paragraaf worden detailaannames over batterij-opslag, interconnectie en vraagrespons weergegeven.

Batterijopslag

Batterijopslag is er in vele soorten en maten en wordt daarmee voor verschillende toepassingen gebruikt. De aangenomen parameters voor (batterij)opslag worden getoond in paragraaf 3.4.1. Tabel B3-4 toont voor de verschillende batterijtypen voor elk zichtjaar het vermogen (GW), het volume (GWh), de duur en de round-trip efficiëntie in procenten. De duur is het aantal uur dat opslag op maximum vermogen kan ontladen. Het volume is daarmee gelijk aan het vermogen maal de duur.

De aangenomen efficiënties van alle batterijtypen zijn ten opzichte van vorige monitors verlaagd. Het opslagtype *Compressed Air Energy Storage* (CAES) is in deze monitor niet meer opgenomen. De efficiënties zijn te beschouwen als de systeemefficiëntie, die lager is dan de efficiëntie van de batterij zelf. Precieze getallen ontbreken, maar de gekozen efficiënties liggen aan de onderkant van het plausibele bereik. Voor de monitor betekent dit een licht conservatieve inschatting van de inzetbaarheid van batterijen. Daarnaast zijn de aangenomen efficiënties nu gelijk aan die binnen de Netbeheer Nederland scenario's.

Marktinterconnectie

De maximale interconnectiecapaciteit per grens met Nederland zoals bepaald middels de flow-based market-couplingmethode wordt getoond in tabel B3-5. Omdat in deze methode de uitwisselingscapaciteit niet vastliggen, maar afhangen van het moment en van alle andere uitwisselingen, is hier per grens maximale waarde opgenomen.

De marktkoppeling met andere landen faciliteert naast een efficiënte en liquide Europese elektriciteitsmarkt toegang tot regelbare bronnen in het buitenland zoals centrales en opslag. Import- en exportmogelijkheden zijn afhankelijk van de opwek- en vraagsituatie in deze landen, waardoor de volledige capaciteit niet altijd beschikbaar is.

Vraagrespons

In een elektriciteitssysteem met een dominante rol voor de volatiele opwek van wind en zon-PV kan vraagrespons - het flexibel inspelen van de vraag op de beschikbare elektriciteit - een belangrijke rol spelen voor de voorzieningszekerheid. Vooral voor de industrie wordt hierbij in potentie een grote rol voorzien. De praktijk leert echter dat de veelheid aan heterogene processen en belangrijke niet-energie gerelateerde factoren ervoor zorgen, dat die potentie verre van praktisch beschikbaar is. De precieze inschatting van de daadwerkelijk beschikbare vermogens in de toekomst en de bijbehorende *willingness-to-accept* (activatieprijzen) kennen daarom nog grote onzekerheden.

Tabel B3-4: Vermogen, volume, duur en efficiëntie van batterijen.

	2028			2030			2033			2035			
Batterijtype	Vermogen [GW]	Volume [GW]	Duur [uur]	Vermogen [GW]	Volume (GWh)	Duur [uur]	Vermogen [GW]	Volume (GWh)	Duur [uur]	Vermogen [GW]	Volume [GW]	Duur [uur]	Efficiëntie (alle zichtjaren)
Colocatie (zon-PV)	1,2	2,4	2	1,8	3,7	2	2,3	4,8	2	2,6	5,5	2	85%
Colocatie (wind)	0,2	0,4	2	0,2	0,7	3	0,3	1,1	3,6	0,4	1,5	4	85%
Grootschalig (kort)	2,2	4,4	2	2,4	4,8	2	1,8	3,7	2	1,4	2,7	2	85%
Grootschalig (middel)	0,9	3,8	4	2,4	9,5	4	4,3	17,1	4	5,4	21,8	4	85%
Grootschalig (lang)	0	0	8	0	0	8	0,3	2,4	8	0,7	5,6	8	85%
Huishoudens	1,1	2,3	2	1,7	3,6	2	3,3	7	2	4,4	9,3	2	90%
Elektrische voertuigen	0,1	0,4	4	0,2	0,8	5	0,5	2,9	5,6	0,9	5,1	6	87%

Tabel B3-5: Maximale gelijktijdige uitwisselingen over interconnectoren.

Grens met NL	Maximale uitwisseling [GW]			
	2028	2030	2033	2035
DK	0,7	0,7	0,7	0,7
NLLL[a]	0	0	1,8	1,8
NO	0,7	0,7	0,7	0,7
UK	1,0	1,0	1,0	1,0
CORE[b]	11,2	12,4	13,3	16,2
Totaal[c]	12,6	14,3	16,0	20,2

a De Hybride LionLink interconnector tussen Nederland en UK wordt gemodelleerd als eigen offshore marktzone NLLL, de directe capaciteit tussen Nederland en het VK komt daarbovenop.
b De uitwisselingen met het CORE-gebied betreft de marktuitwisselingen met het met Nederland verbonden AC netwerk, en bestrijkt dus de verbindingen met Duitsland en België. Totaal bevat maximaal daadwerkelijk gelijktijdig gerealiseerd vermogen over alle interconnectoren.
c Totaal is het maximale in de marktsimulaties gerealiseerde gelijktijdige importvermogen

Tabel B3-6: Aannames vraagafschakeling per sector in de industrie.

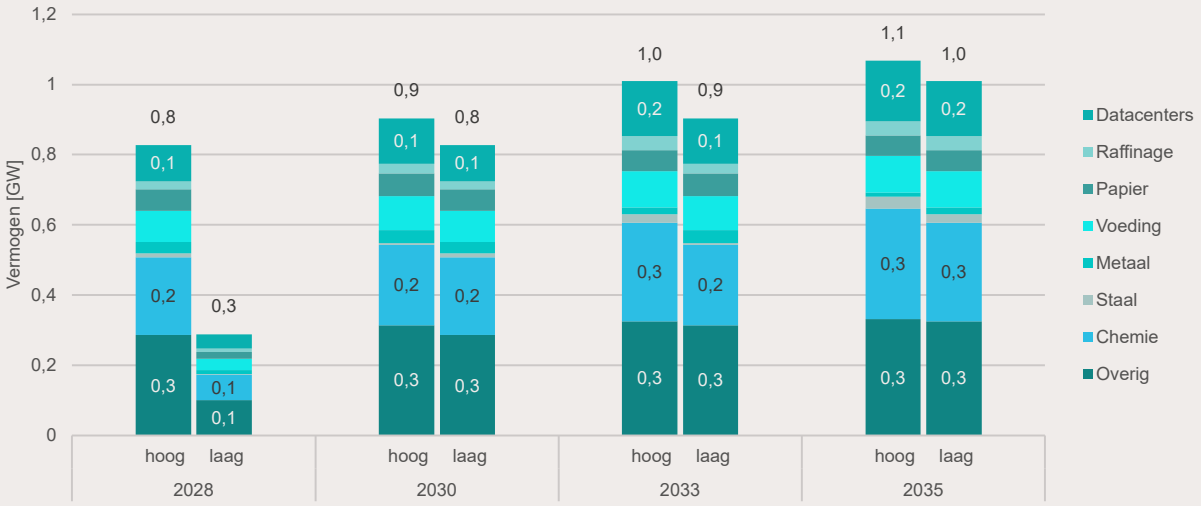
	Percentage van maximale vraag – alle zichtjaren [%]	Activatieprijs – alle zichtjaren [€/MWh]
Voedsel	5	230
Chemie	15	500
Staal	10	830
Metaal	20	1120
Overig	10	2233 2198 (2033) 2174 (2035)
Papier	15	2800
Raffinage	5	4150 3904 (2033) 3740 (2035)
Datacenters	5	6000

In de basis kent vraagrespons twee vormen: afschakeling en verschuiving. Bij afschakeling wordt de vraag gedurende een periode verminderd, waarna de vraag tijdelijk iets hoger kan zijn. De totale vraag wordt in de regel verminderd. Bij verschuiving verandert de totale vraag per definitie niet; de vraag wordt tijdelijk verminderd om vervolgens binnen een vast tijdsvenster ter compensatie met dezelfde hoeveelheid verhoogd te worden.

Tabel B3-6 toont voor verschillende industriële sectoren het aangenomen percentage van de vraag dat afgeschakeld kan worden en de bijbehorende activatieprijs, dit zijn aannames specifiek gemaakt voor deze monitor. Figuur B3-2 toont het maximale vermogen wat dit representeert gebaseerd op het maximale uurlijkse verbruik van die sector uit het gemiddelde profiel van alle gesimuleerde weerjaren. Voor alle sectoren geldt dat de maximale duur van de afschakeling 24 uur is. De datacenters vormen hierop een uitzondering, vanwege de hoge waarde die hier per verbruikte MWh wordt gerealiseerd is het maximum voor datacenters 6 uur.

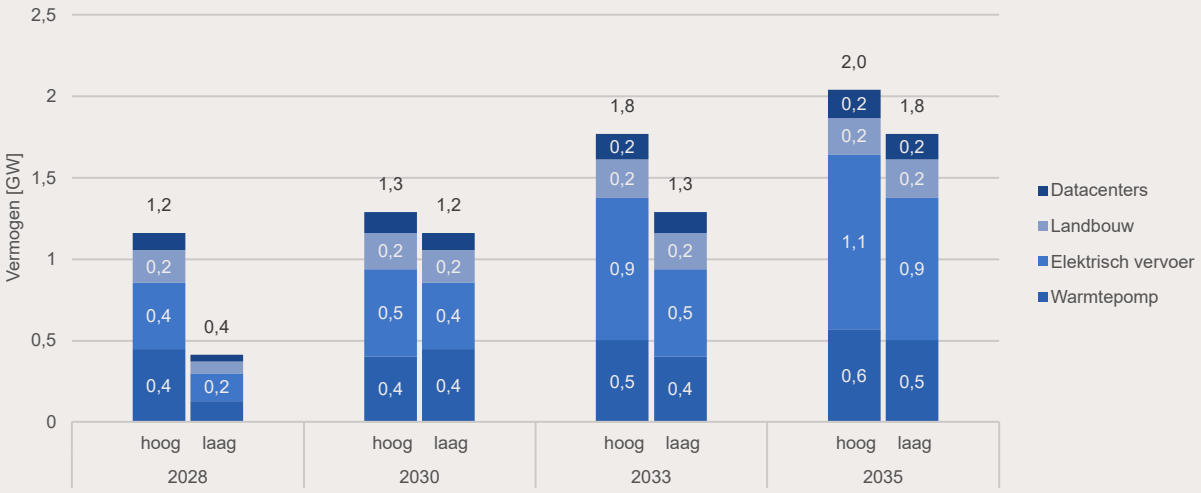
Vraagverschuiving vindt vooral buiten de industrie plaats. Dit gebeurt o.a. bij het laden van elektrische voertuigen en het aansturen van warmtepompen. Een deel van deze vraag wordt zoveel mogelijk naar momenten met lage(re) elektriciteitsprijzen verschoven. Dit gebeurt al regelmatig bij huishoudens met een dynamisch contract (BDH, 2025). Ook in de landbouw en bij datacenters is ruimte voor vraagverschuiving. In de landbouw gebeurt dit in kassen waar met licht geteeld wordt. Planten moeten voldoende licht krijgen om goed te groeien, maar wanneer ze exact belicht worden is minder kritisch. Voor datacenters geldt iets vergelijkbaars. Processen zoals het trainen van AI-modellen zijn minder tijdkritisch dan bijvoorbeeld het streamen van films en kunnen enigszins verschoven worden als daarmee bespaard kan worden op de elektriciteitskosten. De gedane aannames voor vraagverschuiving worden getoond in tabel B3-7.

Maximale vermogens vraagafschakeling per sector



Figuur B3-2: Maximale vermogens vraagafschakeling per sector.

Maximale vermogens vraagverschuiving per sector



Figuur B3-3: Maximale vermogens vraagverschuiving per sector.

Tabel B3-7: Aannames vraagverschuiving.

	Percentage van maximale vraag – alle zichtjaren [%]	Activatieprijs – alle zichtjaren [€/MWh]	Verplaatsbaar aantal uren – alle zichtjaren
Warmtepompen	10	0	6
Elektrisch vervoer	15	0	12
Landbouw	10	100	1
Datacenters	5	300	1

B 3.4 Gehanteerde economische aannames

Voor het uitvoeren van marktsimulaties moeten aannames gedaan worden over toekomstige brandstof- en CO_2-prijzen. In deze monitor zijn de prijzen aangehouden zoals bepaald in de ERAA 2025 (ENTSO-E, 2025). De gehanteerde prijzen zijn weergegeven in tabel B3-8 en B3-9.

Tabel B3-8: Aannames brandstofprijzen.

Brandstof	Prijzen [€/GJ_{LHV}]			
	2028	2030	2033	2035
Steenkool	4,15	4,10	4,04	4,00
Methaan	9,01	9,62	10,21	10,60
Lichte olie	17,76	18,25	19,00	19,50
Zware olie	14,57	14,97	15,59	16,00
Schalieolie	2,07	2,28	2,59	2,80
Bruinkool Groep 1	1,86	1,86	1,86	1,86
Bruinkool Groep 2	2,39	2,39	2,39	2,39
Bruinkool Groep 3	3,15	3,15	3,15	3,15
Bruinkool Groep 4	4,12	4,12	4,12	4,12
Nucleair	0,61	0,61	0,61	0,61
Waterstof*	24,18	23,47	22,40	21,69

* Deze waterstofprijzen zijn hoger dan in de ERAA. De hier genoemde prijzen zijn gebruikt om de maximale elektriciteitsprijs te bepalen waarbij elektrolyzers waterstof produceren.

Tabel B3-9: Aannames CO_2-prijzen.

	Prijzen [€/ton]*			
	2028	2030	2033	2035
CO_2	57	97	157	197

* Data voor 2030 en 2035 op basis van ERAA 2025 (ENTSO-E, 2025).

Naast de brandstof- en CO_2-prijzen vereisen de marktsimulaties ook aannames over de marktprijslimiet die geldt in periodes van schaarste (ENS). Officieel wordt deze ook wel de *harmonised maximum clearing price* genoemd. Net als bij eerdere edities zijn onze aannames afgestemd op de meest recente aannames van de ERAA (ENTSO-E, 2025), zoals weergegeven in tabel B3-10. De prijzen worden verhoogd op basis van de daarvoor geldende operationele methodiek met als input de resultaten uit de vorige ERAA (2024). In de operationele marktkopping neemt de prijslimiet toe wanneer maximale prijzen met regelmaat gehaald worden, op dezelfde manier worden maximale prijzen verhoogd in de ERAA. De prijzen zijn wat hoger dan in de vorige editie van de monitor.

Tabel B3-10: Aannames marktprijslimieten.

	Prijzen [€/MWh]			
	2028	2030	2033	2035
MVZ 2026 (ERAA 2025)	5500	6500	7000	7500
MLZ 2025 (ERAA 2024)	5000	6000	7000	7000

B 3.5 Buitenland

Kwantificering van de buurlanden die meegenomen zijn in de simulaties is gebaseerd op de ERAA 2025 (ENTSO-E, 2025). Gedetailleerde informatie hierover is opgenomen in het begeleidende online dashboard dat tegelijk met deze monitor is gepubliceerd. Ook ENTSO-E publiceert uitgebreide dashboards voor de gebruikte data en resultaten.

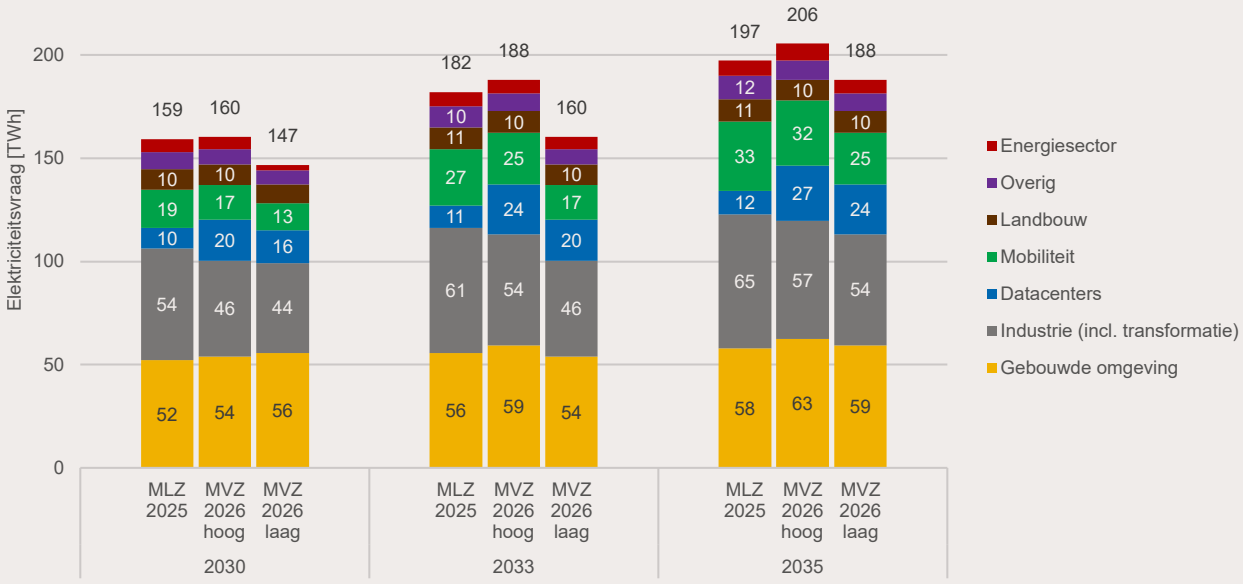
B 3.6 Vergelijking met Monitor Leveringszekerheid 2025

Sinds de Monitor Leveringszekerheid 2025 (TenneT, 2025) gepubliceerd is, zijn er meerdere ontwikkelingen geweest die ertoe hebben geleid dat de aannames in deze monitor zijn aangepast. Het meest recente scenario ontwikkeld door Netbeheer Nederland, Verkenning Vertraagde Transitie (VVT), is kort voor publicatie van deze monitor gepubliceerd. Dit scenario is gepubliceerd in aanvulling op de scenario's uit het rapport Netbeheer Nederland scenario's editie 2025 (Netbeheer Nederland, 2026).

Deze monitor is grotendeels gebaseerd op dit VVT-scenario. Naast het feit dat het VVT-scenario het meest recent is opgesteld, is het uitgangspunt van dit scenario ook geschikt voor gebruik in de monitor. Het VVT-scenario gaat er namelijk – anders dan voorgaande scenario's gepubliceerd door Netbeheer Nederland – niet per definitie van uit dat de klimaatdoelstellingen gehaald worden.

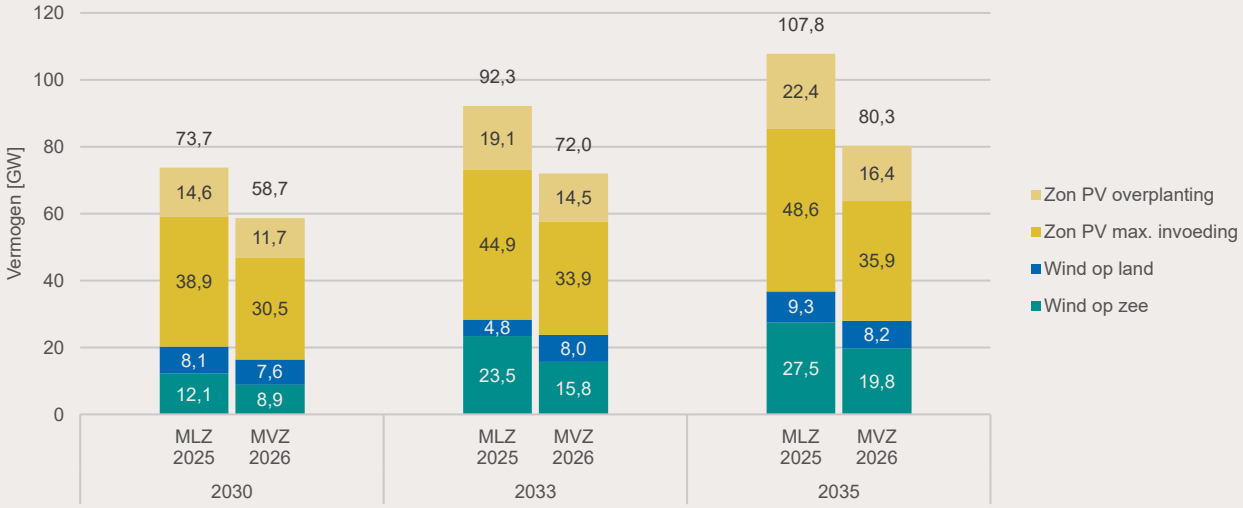
Om de klimaatdoelstellingen te halen hebben scenario's een zeer hoge mate van elektrificatie. Deze is voor het doel van 2030 (55% reductie van emissies t.o.v. 1990) dermate hoog dat het zeer onwaarschijnlijk is dat dit gerealiseerd wordt. Op de termijn van deze monitor (10 jaar vooruit) is het geschikter om van elektrificatie uit te gaan die redelijkerwijs mogelijk zou zijn, zonder te kijken naar klimaatdoelstellingen.

Elektriciteitsvraag MLZ 2025 en MVZ 2026



Figuur B3-4: Vergelijking elektrische vraag in 2030, 2033 en 2035 tussen de MLZ 2025 en MVZ 2026.

Hernieuwbaar productievermogen MLZ 2025 en MVZ 2026



Figuur B3-5: Vergelijking (niet-regelbaar) hernieuwbaar productievermogen in 2030, 2033 en 2035 tussen de MLZ 2025 en MVZ 2026.

Figuur B3-4 laat zien dat ondanks het gebruik van het VVT-scenario de aangenomen elektriciteitsvraag licht is verhoogd ten opzichte van de vorige monitor. Dit is primair het gevolg van het meer dan verdubbelen van de aangenomen vraag voor datacenters. Deze grote stijging reflecteert de enorme uitbouw van datacenters die hoort bij de introductie van AI. Naast datacenters is er ook een stijging bij de gecombineerde energie- en overige sector. Door afwijkende definities werden deze beide sectoren in de MLZ 2025 gecombineerd in overig. Ten slotte is ook de aangenomen vraag voor de gebouwde omgeving verhoogd. Sinds de scenario's zijn opgesteld waar de vraag in de MLZ 2025 op gebaseerd was (Netbeheer Nederland, 2023), is duidelijk geworden dat elektrificatie de meest efficiënte manier is om gebouwen te verwarmen. Daarbij komt een verhoogde aanname voor het gebruik van airco's om in de zomer te koelen.

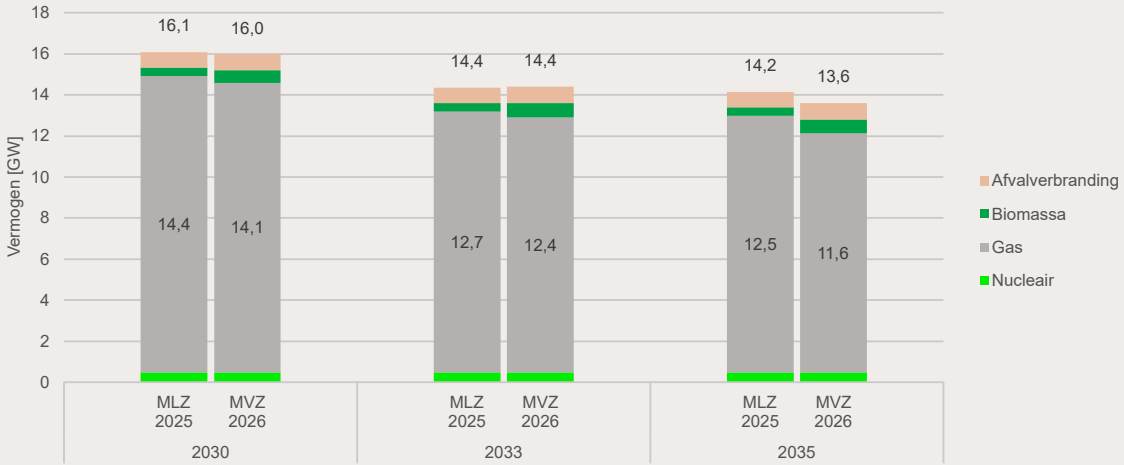
Tegenover de verhoogde vraag in de genoemde sectoren staat een verlaagde vraag in vooral de industrie. Deze vraag is ook lager dan de industrievraag in het VVT-scenario. Omdat grote energieverbruikers in de industrie projecties over hun energieverbruik op projectniveau delen met de netbeheerders in het zogeheten DIVIT-proces was het mogelijk om specifieke projecten die wel onderdeel zijn van het VVT-scenario uit het scenario voor deze monitor te halen (Netbeheer Nederland, 2025). Dit is gedaan waar het duidelijk is dat bedrijven hun elektrificatieprojecten niet volgens gewenste tijdpaden kunnen uitrollen als gevolg van transportschaarste. Naast de industrie is ook de aangenomen vraag in de mobiliteit licht verlaagd, primair als gevolg van een trager aangenomen adoptie van elektrisch wegvervoer (Europese Commissie, 2025).

Voor hernieuwbaar productievermogen toont figuur B3-5 een forse neerwaartse aanpassing ten opzichte van de MLZ 2025. De uitbouw van wind op zee heeft te kampen met grote uitdagingen, in 2025 zijn in Europa meerdere tenders mislukt. Ook in Nederland lukt het niet om de ambitieuze doelstellingen waar te maken. Volgens de huidige inschatting lukt het niet om de 23 GW routekaart voor 2035 te realiseren. Het opgesteld vermogen komt dan op net geen 20 GW. Voor wind op land zijn de verwachtingen licht naar beneden bijgesteld op basis van de huidig bekende projecten bij de netbeheerders en de meest recente marktinzichten

Ook voor zon-PV is de ontwikkeling duidelijk trager dan in de MLZ 2025. Vooral bij zon op dak bij bedrijven en woningen is de ontwikkeling veel trager voorzien. Duidelijkheid over het in één keer afschaffen van de salderingsregeling speelt hier een belangrijke rol in. Op langere termijn is de verwachting dat er een herstel in vermogensgroei zal komen, maar dat valt buiten de zichtpeiode van deze monitor. Tot 2030 wordt dit nog (minimaal) gecompenseerd door iets lagere overplanting percentages, maar deze blijven voor 2033 en 2035 gelijk aan de MLZ 2025, waardoor de lagere paneelvermogens zich ook vertalen tot evenredig lagere invoeding.

Op het gebied van regelbaar vermogen zijn de verschillen tussen de huidige monitor en de vorige veel kleiner dan voor hernieuwbare productie, maar is opnieuw sprake van een reductie. Sinds de MLZ 2025 is de verwachting dat er in 2035 ongeveer 1 GW minder regelbaar vermogen beschikbaar is, zoals te zien is in figuur B3-6. Dit is een direct gevolg van gewijzigde verwachtingen bij de producenten.

Regelbaar vermogen MLZ 2025 en MVZ 2026



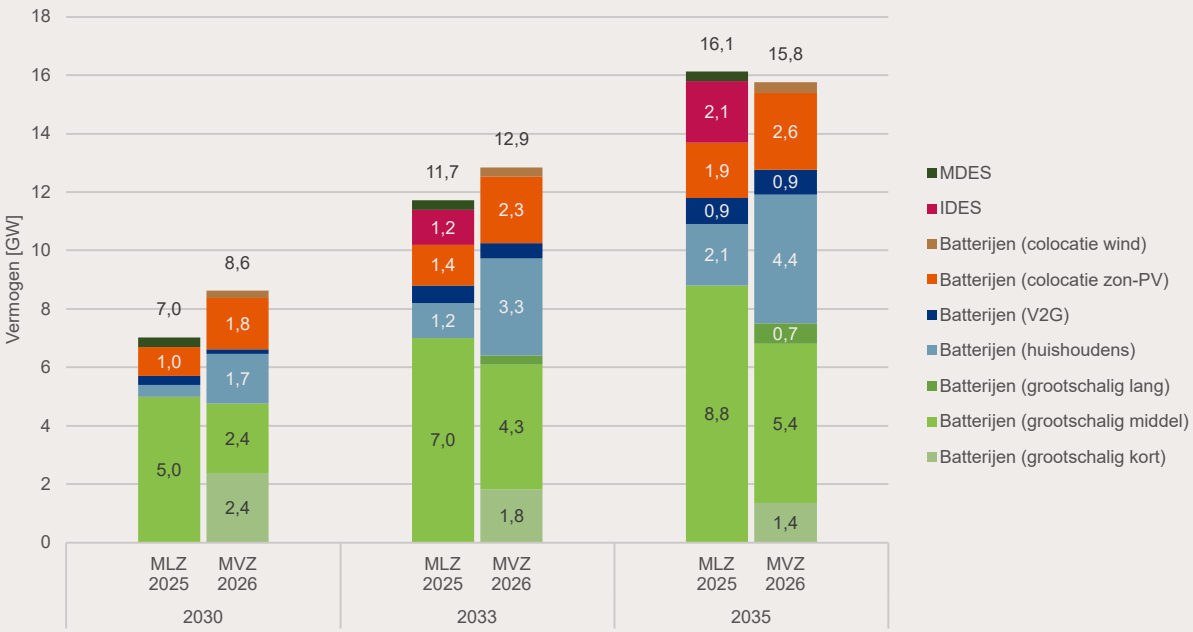
Figuur B3-6: Vergelijking regelbaar vermogen in 2030, 2033 en 2035 tussen de MLZ 2025 en MVZ 2026.

Voor (batterij)opslag zijn de aannames opnieuw significant veranderd sinds de vorige monitor. Dit reflecteert de onzekerheid in deze sector. Kosten voor batterijen blijven dalen en een snelgroeiende populariteit van thuisbatterijen leiden tot een verschuiving van vermogen van grote systeembatterijen naar thuisbatterijen. Ook bij opwek is er een verschuiving naar meer batterijen achter de meter; het toevoegen van batterijen bij wind en zon-PV verhoogt inkomsten voor de producent en maakt gebruik van een bestaande aansluiting.

Tegenover de groei in totaal batterijvermogen ten opzichte van de MLZ 2025 staat het ontbreken van de *Intraday-* en *Multi-Day Energy Storage* (IDES respectievelijk MDES) in deze monitor. Het ontbreken van MDES is een direct gevolg van het stoppen van de ontwikkeling van persluchtopslag in Zuidwending (Energeia, 2025). Voor IDES zijn meerdere technologieën in ontwikkeling. Deze technologieën blijken echter steeds meer concurrentie te ondervinden van 'traditionele' batterijen, die nog steeds snel goedkoper worden. Daarom is in deze monitor voor grootschalige batterijen een subcategorisatie gemaakt waarbij kort, middel en lang respectievelijk voor 2, 4 en 8 uur opslag staan. Momenteel lijkt het waarschijnlijker dat binnen de zichttermijn van deze monitor 8-uurs batterijen hun intrede doen dan dat andere IDES technologieën dat doen.

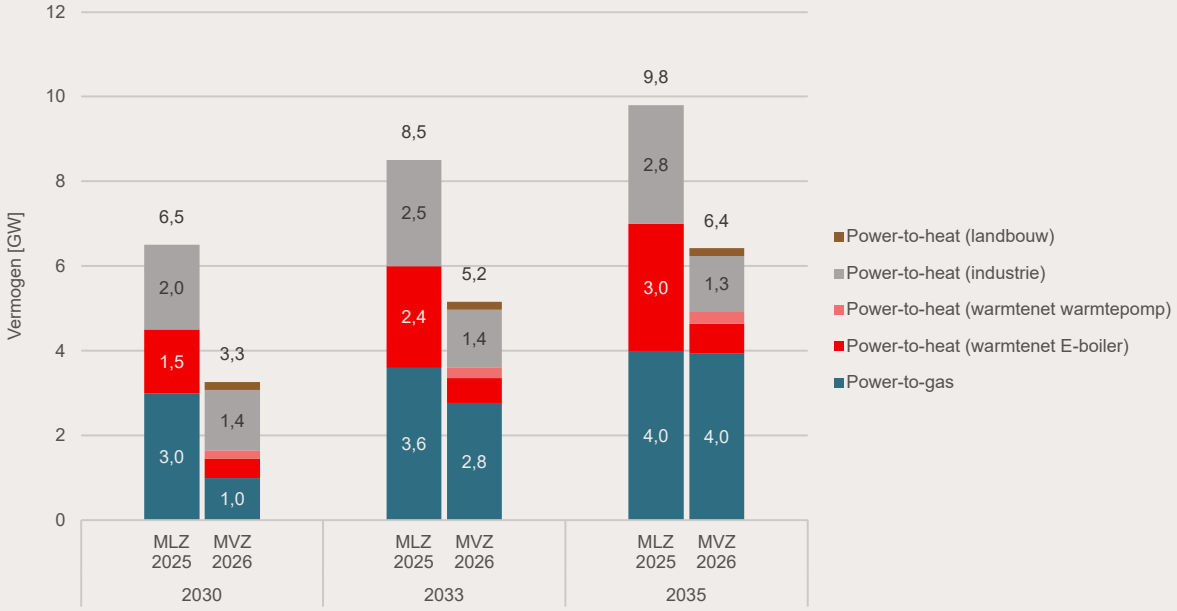
Figuur B3-8 laat zien dat de aannames voor power-to-gas en power-to-heat met een factor 1,5 tot 2 zijn aangepast. Ten eerste verloopt de ontwikkeling van elektrolysers langzamer dan eerder aangenomen. De waterstofmarkt komt niet op gang zoals eerder werd verwacht. De eerste projecten zijn inmiddels wel aangekondigd, maar in 2030 levert dat nog niet meer dan 1 GW op. Daarnaast is voor power-to-heat een grote bijstelling gedaan voor de gehele zichtperiode. Ook de ontwikkeling van warmtenetten verloopt moeizaam, wat zich direct vertaalt in een lagere behoefte aan warmtebronnen. De industrie ziet als gevolg van nettarieven een moeilijke businesscase voor power-to-heat. Daarnaast speelt ook congestie een belangrijke rol in het aangepaste vermogen voor de industrie.

Opslag MLZ 2025 en MVZ 2026



Figuur B3-7: Vergelijking batterijopslag vermogen in 2030, 2033 en 2035 tussen de MLZ 2025 en MVZ 2026.

Power-to-x MLZ 2025 en MVZ 2026

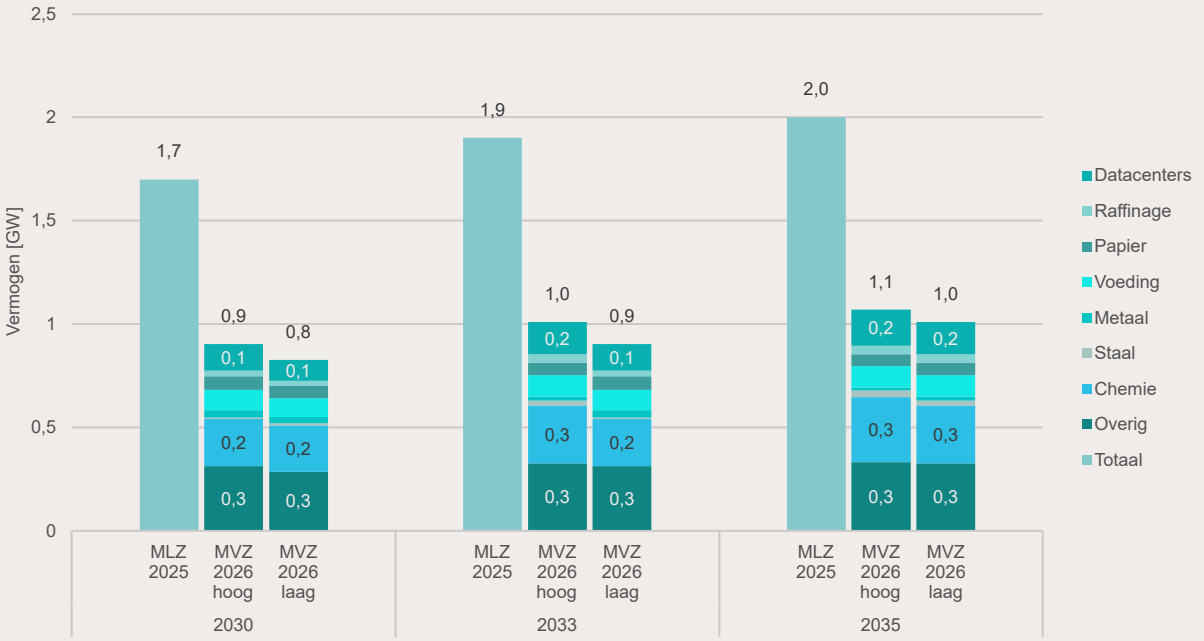


Figuur B3-8: Vergelijking power-to-x in 2030, 2033 en 2035 tussen de MLZ 2025 en MVZ 2026.

In deze monitor is voor vraagafschakeling een verdeling naar sectoren geïntroduceerd. Daarnaast is het totale vermogen voor vraagafschakeling grofweg gehalveerd, zoals te zien in figuur B3-9. Theoretische potentie voor vraagafschakeling blijft onveranderd groot, maar dit omzetten naar praktisch inzetbare vermogens is een grote uitdaging. Er zijn veel redenen waardoor industriële partijen in de praktijk minder ruimte zien voor vraagafschakeling, zoals gebrek aan ruimte, hoge investeringen in onzekere tijden en productieverplichtingen. In deze monitor gaan we uit van ongeveer 1 GW aan vraagafschakeling. Zie bijvoorbeeld (TNO, 2026) voor een bespreking van de barrières in industriële vraagrespons en de studie van Magnus Energy (2026) voor een meer algemene bespreking van barrières voor de ontwikkeling van vraagrespons.

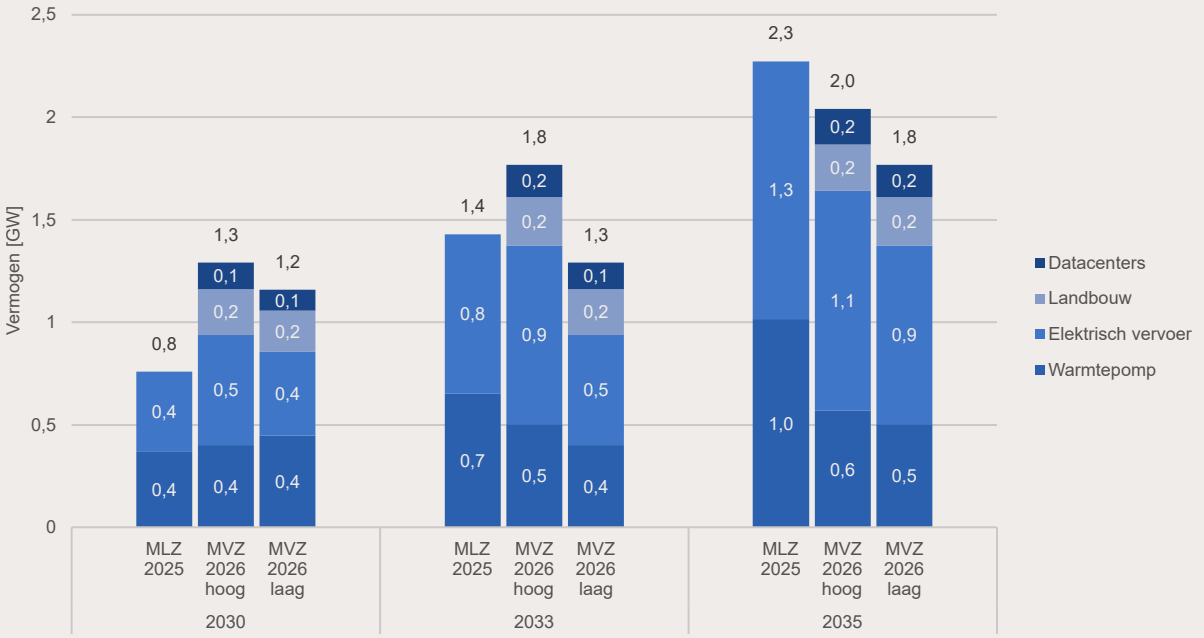
Voor vraagverschuiving zijn met datacenters en landbouw in deze monitor twee nieuwe sectoren toegevoegd. De aannames voor vraagverschuiving binnen elektrisch vervoer en warmtepompen blijven op korte termijn vrijwel gelijk aan de vorige monitor. In 2035 liggen (vooral voor warmtepompen) de vermogens wat lager in deze monitor, voornamelijk als gevolg van een kleiner aandeel van warmtepompen in de warmtemix.

Vraagafschakeling MLZ 2025 en MVZ 2026



Figuur B3-9: Vergelijking vraagafschakeling in 2030, 2033 en 2035 tussen de MLZ 2025 en MVZ 2026.

Vraagverschuiving MLZ 2025 en MVZ 2026



Figuur B3-10: Vergelijking vraagverschuiving in 2030, 2033 en 2035 tussen de MLZ 2025 en MVZ 2026.

Bronnen

— ACER. (2026a, mei). Decision no 06/2026 of the European Union Agency for the Cooperation of Energy Regulators of 24 April 2026 on the European Resource Adequacy Assessment for 2025. Opgehaald van: https://www.acer.europa.eu/sites/default/files/documents/Individual%20Decisions/ACER-Decision-06-2026-ERAA-2025.pdf

— ACER. (2026b, februari). Public consultation on economic input data for European electricity system modelling. Opgehaald van: https://www.acer.europa.eu/public-consultation/pc2026e04-public-consultation-economic-input-data-european-electricity-system-modelling

— ACM. (2023, december). Gewijzigd methodebesluit TenneT Transport 2022-2026. Opgehaald van: https://www.acm.nl/nl/publicaties/gewijzigd-methodebesluit-tennet-transport-2022-2026

— ACM. (2025, november). Tarievenbesluit TenneT 2026. Opgehaald van: https://www.acm.nl/system/files/documents/tarievenbesluit-tennet-2026-acm.pdf

— BDH. (2025). Installatiemonitor enquête - Derde enquête 2025. Opgehaald van BDH advies: 6. [Online] Beschikbaar via: https://www.installatiemonitor.nl/wp-content/uploads/2026/01/2026-01-19-Definitief-Rapportage-Installatiemonitor-enquete-3.pdf

— Boudt, K. (2022, oktober). Analysis of hurdle rates for Belgian electricity capacity adequacy and flexibility analysis over the period 2024-2034. Opgehaald van: https://www.elia.be/-/media/project/elia/elia-site/public-consultations/2022/20221028reportboudtanalysisofhurdleratesforbelgianelectricitycapacityadequacyandflexibilityanalysiso.pdf

— Boudt, K. (2024, november). Analysis of hurdle rates for Belgian electricity capacity adequacy and flexibility analysis for the period 2026-2036. Opgehaald van: https://www.elia.be/-/media/project/elia/elia-site/public-consultations/2024/20241104_public-consultation-on-the-methodology-the-basis-data-and-scenarios/externalstudy_profboudt_analysis_of_hurdle_rates_for_adeqflex25.pdf

— Bundesministerium für Wirtschaft und Energie. (2026, april). Grundsatzeinigung mit der Europäischen Kommission über Eckpunkte der Kraftwerksstrategie. Opgehaald van Bundesministerium für Wirtschaft und Energie: https://www.bundeswirtschaftsministerium.de/Redaktion/DE/Pressemitteilungen/2026/01/20260115-grundsatzeinigung-mit-europaeischen-kommission-ueber-eckpunkte-der-kraftwerksstrategie.html

— CBS. (2026). Elektriciteitsbalans; aanbod en verbruik. Opgehaald van: https://opendata.cbs.nl/#/CBS/nl/dataset/84575NED/table

— CBS. (2026a, april). Windenergie op land; productie en capaciteit per provincie. Opgehaald van CBS: https://www.cbs.nl/nl-nl/cijfers/detail/70960ned

— CBS. (2026b). Zonnestroom; vermogen en vermogensklasse, bedrijven en woningen, regio. Opgehaald van CBS: https://opendata.cbs.nl/#/CBS/nl/dataset/85005NED/table

— Copernicus Climate Change Services, ENTSO-E. (2026, februari). Climate and energy related variables from the Pan-European Climate Database derived from reanalysis and climate projections. Opgehaald van Climate Data Store: https://cds.climate.copernicus.eu/datasets/sis-energy-pecd?tab=overview

— Damodaran, A. (2024). Equity Risk Premiums (ERP): Determinants, Estimation, and Implications – The 2024 Edition. SSRN. Opgehaald van: https://papers.ssrn.com/sol3/papers.cfm?abstract_id=4751941

— Danish Energy Agency. (2025). Technology Data for Energy Storage (Version 10). Opgehaald van: https://ens.dk/en/analyses-and-statistics/technology-data-energy-storage

— DNEResearch. (2026, maart). Nationaal Solar & Storage Trendrapport 2025. Opgehaald van Dutch New Energy: https://www.dutchnewenergy.nl/nationaal-storage-en-solar-trendrapport/

— ECB. (2026a, maart). HICP Inflation forecasts. Opgehaald van European Central Bank: https://www.ecb.europa.eu/stats/ecb_surveys/survey_of_professional_forecasters/html/table_hist_hicp.en.html

— ECB. (2026b, maart). Long-term interest rate statistics for EU Member States. Opgehaald van European Central Bank: https://www.ecb.europa.eu/stats/financial_markets_and_interest_rates/long_term_interest_rates/html/index.en.html

— Ember. (2025, december 11). How cheap is battery storage? Opgehaald van: https://ember-energy.org/app/uploads/2025/12/How-cheap-is-battery-storage.pdf

— Energeia. (2025, augustus). Persluchtopslag Groningen komt er niet: bouwer is failliet. Opgehaald van Energeia:: https://energeia.nl/persluchtopslag-groningen-komt-er-niet-bouwer-is-failliet/

— ENTSO-E. (2025, december). Annex 3 - Detailed Results. Opgehaald van ERAA 2025 Edition: https://eepublicdownloads.blob.core.windows.net/public-cdn-container/clean-documents/sdc-documents/ERAA/ERAA_2025_Annex3_DetailedResults_ENTSOEProposal_Dec2025.pdf

— ENTSO-E. (2025, november). ERAA Methodology Revision. Opgehaald van: https://eepublicdownloads.blob.core.windows.net/public-cdn-container/clean-documents/sdc-documents/ERAA/ERAAMethodology_Redrafted_FinalProposal_Clean.pdf

— ENTSO-E. (2025). European Resource Adequacy Assessment (ERAA) 2025. Opgehaald van: https://www.entsoe.eu/eraa/2025/

— ENTSO-E. (2025, juli 18). Responses and insights from the investor survey: How can the ERAA better reflect real investment behaviour? Opgehaald van: https://eepublicdownloads.blob.core.windows.net/public-cdn-container/clean-documents/sdc-documents/ERAA/ERAAMethodology_InvestorSurvey_Results_Publication.pdf

— Europese Commissie. (2021). “Fit for 55”: het EU-klimaatstreefdoel voor 2030 bereiken op weg naar klimaatneutraliteit. Opgehaald van: https://eur-lex.europa.eu/legal-content/NL/TXT/PDF/?uri=CELEX:52021DC0550

— Europese Commissie. (2025, December 16). Automotive Package. Opgehaald van European Commission: https://transport.ec.europa.eu/transport-themes/action-plan-future-automotive-sector/automotive-package_en

— Europese Unie. (2019). Regulation (EU) 2019/943 of the European Parliament and of the Council of 5 June 2019 on the internal market for electricity (recast) (Text with EEA relevance.). Opgehaald van: https://eur-lex.europa.eu/eli/reg/2019/943/oj

— Europese Unie. (2021, juni). Regulation (EU) 2021/1119 of the European Parliament and of the Council of 30 June 2021 establishing the framework for achieving climate neutrality and amending Regulations (EC) No 401/2009 and (EU) 2018/1999 (‘European Climate Law’). Opgehaald van: https://eur-lex.europa.eu/eli/reg/2021/1119/oj

— FitchRatings. (2023, februari 6). Renewable Energy Project Rating Criteria. Opgehaald van: https://www.fitchratings.com/research/infrastructure-project-finance/renewable-energy-project-rating-criteria-06-02-2023

— Giga Storage. (2025, juni 2). GIGA Storage reaches financial close on a c. €300m financing package and starts the construction of a 300MW/1200MWh battery storage project in Delfzijl, Netherlands. Opgehaald van : https://giga-storage.com/en/giga-storage-completes-%E2%82%AC300-million-financing-and-starts-construction-of-300mw-1200mwh-battery-storage-project-in-delfzijl/

— KYOS. (2025, december). Robust modelling of battery revenues and economic viability in resource adequacy studies - Methodology Report. Opgehaald van: https://tennet-drupal.s3.eu-central-1.amazonaws.com/default/2026-01/KYOS%20Battery%20Study%20-%20Methodology%20report.pdf

— Lazard. (2025, juni). Lazard LCOE Levelized Cost of Energy. Opgehaald van: https://www.lazard.com/media/5tlbhyla/lazards-lcoeplus-june-2025-_vf.pdf

— MARC. (2022, 1). Project Finance Rating Methodology - Solar Power Projects. Opgehaald van: https://www.marc.com.my/wp-content/uploads/2023/Rating%20Methodologies/Solar%20Power%20Projects%20202201.pdf

— NEMO committee. (2019, april). Epex Spot. Opgehaald van:: https://www.epexspot.com/sites/default/files/2020-02/Euphemia_Public%20Description_Single%20Price%20Coupling%20Algorithm_190410.pdf

— Netbeheer Nederland. (2023, Februari). Scenario’s investeringsplannen 2024. Opgehaald van: https://www.netbeheernederland.nl/_upload/RadFiles/New/Documents/Netbeheer_NL_Scenarios_IP2024_v1.01_final%20(1).pdf

— Netbeheer Nederland. (2025). DIVIT vervangt het eerdere CES-proces (Cluster Energie Strategie). Opgehaald van: https://www.netbeheernederland.nl/artikelen/nieuws/divit-vervangt-het-eerdere-ces-proces-cluster-energie-strategie

— Netbeheer Nederland. (2026, april). Verkenning Vertraagde Transitie (Scenario's Editie 2025). Opgehaald van: https://www.netbeheernederland.nl/publicatie/verkenning-vertraagde-transitie-scenarios-editie-2025

— Planbureau voor de Leefomgeving. (2025). Klimaat- en Energieverkenning 2025. Opgehaald van: https://www.pbl.nl/publicaties/klimaat-en-energieverkenning-2025

— Pöyry. (2018, September). Updated cost of new entrant peaking plant and combined cycle plant in I-Sem: A report to the Utility Regulator and the Commission for Regulation of Utilities. Opgehaald van: https://www.semcommittee.com/files/semcommittee/media-files/SEM-18-156a%20Poyry%20Report%20-%20Cost%20of%20New%20Entrant%20Peaking%20Plant%20and%20Combined%20Cycle%20Plant%20in%20I-SEM.pdf

— Rijksoverheid & Magnus Energy. (2026, januari). Onderzoek naar vraagrespons in het kader van leveringszekerheid. Opgehaald van: https://zoek.officielebekendmakingen.nl/blg-1234977

— Rijksoverheid. (2019). Wet verbod op kolen bij elektriciteitsproductie. Opgeroepen op 03 26, 2025, van: https://wetten.overheid.nl/BWBR0042905/2024-06-28

— Rijksoverheid. (2024, december). Kamerbrief over leveringszekerheid elektriciteit. Opgehaald van: https://zoek.officielebekendmakingen.nl/kst-29023-529

— Rijksoverheid. (2024, juni). Wet verbod op kolen bij elektriciteitsproductie. Opgeroepen op 03 26, 2025, van: https://wetten.overheid.nl/BWBR0042905/2024-06-28

— Rijksoverheid. (2025a, februari). Corporate income tax. Opgehaald van: https://www.government.nl/topics/taxation-and-businesses/corporation-tax

— Rijksoverheid. (2025b, mei). Kamerbrief stand van zaken leveringszekerheid elektriciteit. Opgehaald van: https://zoek.officielebekendmakingen.nl/kst-29023-570

— Rijksoverheid. (2025c, September). Toekomstperspectief Energie-intensieve Industrie. Opgehaald van: https://zoek.officielebekendmakingen.nl/kst-29826-265

— Rijksoverheid. (2026a, januari). Aan de slag: Bouwen aan een beter Nederland. Opgehaald van Rijksoverheid:: https://www.rijksoverheid.nl/regering/documenten/publicaties/2026/01/30/aan-de-slag-bouwen-aan-een-beter-nederland

— Rijksoverheid. (2026b). Energiewet. Opgehaald van: https://wetten.overheid.nl/BWBR0050714/

— Rijksoverheid, Guidehouse & Frontier Economics. (2026, januari). Onderzoek naar capaciteitsmechanismen voor Nederland. Opgehaald van Rijksoverheid: https://zoek.officielebekendmakingen.nl/blg-1234978

— RVI. (2025, augustus). P50 vs. P99 in Project Finance: How Lenders Size Debt. Opgehaald van: https://courses.renewablesvaluationinstitute.com/pages/academy/p50-vs-p99-in-project-finance-how-lenders-size-debt?

— Tarievencode elektriciteit (Geldig op 31-12-2025). (2026). Opgehaald van Overheid.nl:: https://wetten.overheid.nl/BWBR0037951/2025-12-31#Hoofdstuk3_Paragraaf3.7_Artikel3.7.5b

— TenneT. (2024a, februari). Analysing the economic viability of capacity resources for resource adequacy studies. Opgehaald van: https://tennet-drupal.s3.eu-central-1.amazonaws.com/default/2024-02/EVA_TenneT%20whitepaper_v1_Final_0.pdf

— TenneT. (2024b, juli). TenneT Ten-year tariff forecast. Opgehaald van: https://tennet-drupal.s3.eu-central-1.amazonaws.com/default/2024-07/TenneT%20ten-year%20tariff%20forecast%20ENG.pdf

— TenneT. (2025, mei). Monitor Leveringszekerheid 2025. Opgehaald van: https://www.tennet.eu/nl/over-tennet/publicaties/rapport-monitoring-leveringszekerheid

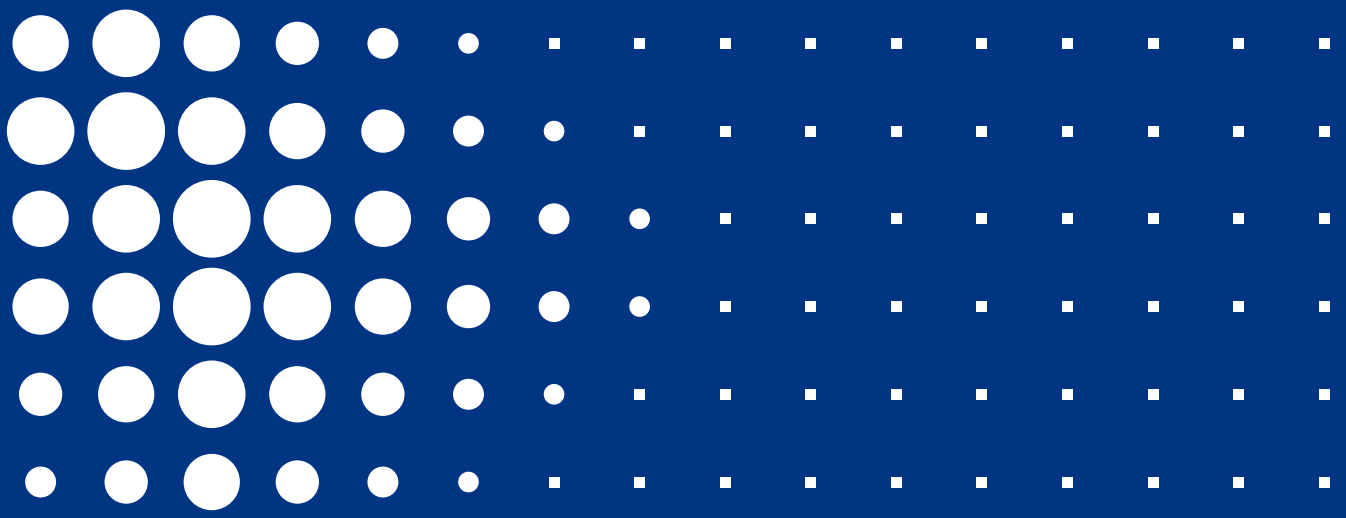
— UMS Group. (2017). Value Drivers (De)-mothballing Conventional Generation, In support of "Monitoring Leveringszekerheid" Report. UMS.

Disclaimer

Dit document wordt u aangeboden door TenneT TSO B.V. (“TenneT”). De inhoud ervan - alle teksten, beelden en geluiden - is beschermd op grond van de auteurswet. Van de inhoud van dit document mag niets worden gekopieerd, tenzij daartoe expliciet door TenneT mogelijkheden worden geboden en aan de inhoud mag niets worden veranderd.

TenneT zet zich in voor een juiste en actuele informatieverstrekking, maar geeft ter zake geen garanties voor juistheid, nauwkeurigheid en volledigheid. TenneT aanvaardt geen aansprakelijkheid voor (vermeende) schade, voortvloeiend uit dit document, noch voor de gevolgen van activiteiten die worden ondernomen op basis van gegevens en informatie in dit document.

Delen van dit rapport bevatten toekomstgerichte informatie. Deze onderdelen kunnen onvoorwaardelijke uitspraken bevatten over toekomstige bedrijfsresultaten, overheidsmaatregelen, de invloed van andere regulerende maatregelen op de activiteiten van TenneT als geheel, de aandelen van TenneT en die van haar dochterondernemingen en joint-ventures in bestaande en nieuwe markten, industriële en macro-economische trends en de prestaties van TenneT daarin. Dergelijke uitspraken worden voorafgegaan of gevolgd door of bevatten woorden als ‘gelooft’, ‘verwacht’, ‘anticipeert’, ‘raamt’ of vergelijkbare uitdrukkingen. Deze toekomstgerichte uitspraken zijn gebaseerd op huidige aannames met betrekking tot toekomstige activiteiten en zijn onderhevig aan bekende en onbekende factoren en andere onzekerheden, waarvan vele buiten de controle van TenneT liggen, zodat toekomstige werkelijke resultaten aanzienlijk kunnen afwijken van deze uitspraken.



TenneT is een toonaangevende Europese netbeheerder (Transmission System Operator, TSO). Wij zetten ons in voor een veilige en betrouwbare elektriciteits- voorziening, 24 uur per dag en 365 dagen per jaar. Daarbij stimuleren we de energietransitie met als doel een duurzame, betrouwbare en betaalbare energie- toekomst. Als grensoverschrijdende TSO ontwerpen, bouwen, onderhouden en exploiteren we meer dan 25.000 kilometer aan hoogspanningsverbindingen in Nederland en grote delen van Duitsland, en faciliteren we de Europese energiemarkt via de 17 interconnectoren met onze buurlanden.

Met een omzet van 8,4 miljard euro en een totale activawaarde van 55 miljard euro zijn we een van de grootste investeerders in nationale en internationale elektriciteitsnetten, zowel onshore als offshore. Elke dag stellen onze ruim 9.700 medewerkers alles in het werk om tegemoet te komen aan de behoeften van de samenleving door het tonen van eigenaarschap, moed en verbinding. Samen zorgen we ervoor dat meer dan 43 miljoen eindgebruikers op een stabiele elektriciteitsvoorziening kunnen rekenen.

TenneT TSO B.V.
Utrechtseweg 310
6812 AR, Arnhem, Nederland
P.O. Box 718, 6800 AS Arnhem,
Nederland

Telefoon: +31 (0)26 – 37 31 111
E-mail: communication@tennet.eu
Website: www.tennet.eu

© TenneT – Juni 2026