

NEDERLANDSE ENERGIECENTRALES

Brandstofgebruik, Vermogen en Toekomstige Leveringszekerheid

Mede in het licht van verstoringen in de Golfregio

Diepgaand Onderzoeksrapport | Maart 2026

Opdrachtgever: Thijs > BridgeThuis/BridgeBox/BridgeNote

1. Inleiding

Nederland bevindt zich op een kritiek kruispunt in zijn energiegeschiedenis. Enerzijds is er de ambitie om voor 2050 klimaatneutraal te zijn, anderzijds groeit de bezorgdheid over de leveringszekerheid nu verstoringen in de Golfregio de gasmarkt onder druk zetten. Dit rapport geeft een volledig overzicht van alle operationele elektriciteitscentrales in Nederland, hun brandstofgebruik en vermogen, en analyseert de risico's voor de toekomstige stroomvoorziening.

Nederland was jarenlang een exporteur van aardgas dankzij het Groningse gasveld. Na de sluiting van dat veld in 2023 is het land omgeslagen naar een netto-importeur van gas. Tegelijkertijd is Europa sterk afhankelijk geworden van LNG (vloeibaar aardgas) na het wegvallen van goedkoop Russisch pijpleiding gas. Qatar en andere Golfstaten spelen daarin een cruciale rol.

2. De Nederlandse Elektriciteitsmix (2025)

In 2025 produceren energiebedrijven en andere producenten in Nederland 132 miljard kWh elektriciteit, een recordproductie. Na jaren van daling nam de productie uit fossiele bronnen voor het eerst weer toe, mede door lage gasprijzen waardoor gascentrales beter konden concurreren. Nederland exporteerde netto bijna 14 TWh elektriciteit, voornamelijk naar België en Duitsland.

De elektriciteitsmix 2025 in grote lijnen:

- Wind (op land en op zee): ~35-40% van de productie
- Aardgas (gascentrales): ~20-25%
- Zonne-energie: ~18%
- Steenkool (kolencentrales): ~10-12%
- Kernenergie (Borssele): ~3-4%
- Biomassa en overig: ~5-7%

Voor het balanceren van het net zijn gascentrales onmisbaar als ‘regelbaar vermogen’: ze springen bij wanneer wind en zon tekortschoten. Het gasverbruik van elektriciteitscentrales steeg in 2025 met 16% ten opzichte van 2024.

3. Kolencentrales

Na de sluiting van de Hemwegcentrale (Amsterdam, 2019) en de omschakeling van de Amercentrale naar volledige biomassa, zijn er per begin 2025 nog drie operationele kolencentrales in Nederland. Op grond van de Wet verbod op kolen bij elektriciteitsproductie moeten deze uiterlijk eind 2029 stoppen met kolenstook.

Centrale	Locatie	Vermogen	Eigenaar	Brandstof	Sluitingsdatum
Eemshavencentrale (A+B)	Eemshaven (Groningen)	1.560 MW	RWE	Steenkool (+biomassa bijstook)	Uiterlijk 2029
MPP3 (Maasvlakte Power Plant)	Maasvlakte, Rotterdam	1.070 MW	Uniper	Steenkool (+max. 20% biomassa)	Uiterlijk 2029
Engie Centrale Rotterdam (Maasvlakte)	Maasvlakte, Rotterdam	~750-800 MW	Riverstone/Engie	Steenkool	Uiterlijk 2029

Gezamenlijk vermogen kolencentrales: circa 3.400 MW

3.1 Eemshavencentrale (RWE)

De Eemshavencentrale is de grootste kolencentrale van Nederland met twee eenheden (A en B) en een gecombineerd vermogen van 1.560 MW. De centrale werd in 2015 in gebruik genomen en heeft een rendement van circa 46%, beduidend beter dan oudere centrales. RWE stookt al gedeeltelijk biomassa bij. De bouw kostte circa 1,5 miljard euro. De centrale vertegenwoordigt een cruciale basislast capaciteit voor Noord-Nederland.

3.2 Maasvlakte MPP3 (Uniper)

MPP3 werd in 2016 officieel in gebruik genomen met een vermogen van 1.070 MW. De centrale beschikt over een rendement van 47% dankzij hoge stoomcondities (290 bar, 600 graden Celsius). De CO₂-uitstoot is zo'n 25% lager dan bij een gemiddelde kolencentrale. De centrale kan ook tot 20% biomassa meestoken. De bouw vergde een investering van circa 1,7 miljard euro.

3.3 Maasvlakte Riverstone/Engie

De derde kolencentrale op de Maasvlakte heeft een vermogen van circa 750-800 MW en draait eveneens op steenkool. Deze centrale stond eerder gepland voor vroege sluiting maar bleef open vanwege de energiecrisis en bezorgdheid over gasopslag.

4. Gascentrales

Gascentrales vormen de ruggengraat van het Nederlandse regelbaar vermogen. Ze worden flexibel ingezet als buffer voor fluctuaties in wind- en zonne-energie. In 2025 steeg het gasverbruik van elektriciteitscentrales met 16%, wat aantoont hoe essentieel ze zijn voor netstabiliteit.

Centrale	Locatie	Vermogen	Eigenaar	Type	Status
Maximacentrale	Lelystad	~1.300 MW	Engie	CCGT (combined cycle)	Operationeel
Eemscentrale (gasunit)	Eemshaven	~1.200 MW	Engie	CCGT	Operationeel
Bergum Gascentrale	Bergum (Friesland)	~450 MW	Engie	CCGT/GT	Operationeel
Sloecentrale	Vlissingen-Oost (Zeeland)	870 MW	EPH	CCGT	Operationeel
Diemen Gascentrale	Diemen (Noord-Holland)	~650 MW	Vattenfall/Nuon	CCGT + WKK	Operationeel
Hemweg Gascentrale	Amsterdam	~630 MW	Vattenfall/Nuon	CCGT + stadsverwarming	Operationeel
Centrale Maasvlakte Gas	Maasvlakte, Rotterdam	~500 MW	Diverse	CCGT/GT	Operationeel
Diverse WKK-centrales (industrie/glastuinbouw)	Verspreid NL	~5.000-6.000 MW	Diverse	Warmtekrachtkoppling	Operationeel

Totaal regelbaar gasvermogen (grote centrales): circa 6.000-7.000 MW. Inclusief industriële WKK: circa 11.000-13.000 MW.

De drie grote Engie-gascentrales (Maximacentrale, Eemscentrale, Bergum) leveren samen 3 GW aan regelbaar vermogen. Geen nieuwe gascentrale is meer gestart in Nederland na 2013, wat het regelbare park vergrijsst. Gemiddelde levensduur is 25-30 jaar.

5. Kernenergie

5.1 Kerncentrale Borssele (bestaand)

De kerncentrale Borssele in Zeeland is de enige operationele kerncentrale van Nederland. De centrale werd in 1973 in gebruik genomen en heeft een netto elektrisch vermogen van 485 MW. Borssele is 11 maanden per jaar op vol vermogen beschikbaar en produceert jaarlijks circa 4.000 GWh CO₂-vrije elektriciteit, goed voor circa 3% van de nationale stroomproductie.

De kerncentrale behoort tot de meest betrouwbare energiebronnen: meer dan 90% beschikbaarheid op jaarbasis. De bedrijfsvergunning loopt tot eind 2033. Het huidige kabinet onderzoekt levensduurverlenging en deed een geheim bod op de meerderheidsaandeelhouder ZEH. In mei 2025 viel de centrale kortstondig uit vanwege een lekkende klep, maar was na een week weer operationeel.

Kenmerk	Detail
Naam	Kerncentrale Borssele (KCB)
Eigenaar	EPZ (Elektriciteits-Produktiemaatschappij Zuid-Nederland)
Reactor Type	Drukwaterreactor (PWR), Generatie II, bouw door Siemens KWU
Netto vermogen	485 MW
Jaarproductie	~4.000 GWh (circa 3% nationale stroomproductie)
Beschikbaarheid	>90% van het jaar op vol vermogen
Brandstof	Verrijkt uranium (splijtstof)
In bedrijf	1973
Vergunde levensduur	Tot eind 2033 (verlenging wordt onderzocht)

5.2 Plannen voor nieuwe kerncentrales

Het kabinet heeft verregaande plannen voor kernenergie. In november 2024 kondigde de minister van Klimaat en Groene Groei de voorbereiding aan van niet twee maar vier nieuwe kerncentrales. Op basis van een TNO-rapport worden investeringskosten geraamd op 7.100 euro per kilowatt opgesteld vermogen.

Drie technologie leveranciers zijn gevraagd hun ontwerpen te toetsen op Nederlandse regelgeving: Westinghouse (VS), EDF (Frankrijk) en KHNP (Zuid-Korea). De verwachte capaciteit per nieuwe reactor bedraagt circa 1.500 MW (Generatie III). Borssele is de meest waarschijnlijke locatie, hoewel er ruimtelijke uitdagingen zijn. Een volledig publiek gefinancierd model wordt overwogen (40% eigen vermogen, 60% lening).

6. Biomassacentrales en Afvalverbrandingsinstallaties

6.1 Amercentrale (Biomassa)

De Amercentrale in Geertruidenberg (0,6 GW) is sinds begin 2025 volledig omgeschakeld van steenkool naar 100% biomassa (houtpellets). De centrale levert ook warmte aan stadsverwarming in Breda, Tilburg en Oosterhout. De omschakeling verliep geleidelijk: 50% biomassa in 2018, 80% in 2020, 100% in 2025.

6.2 Afvalverbrandingsinstallaties (AVI's)

Diverse afvalverbrandingsinstallaties wekken elektriciteit op uit huishoudelijk en industrieel afval:

Naam	Locatie	Vermogen	Opmerking
AVR (Afval Verbranding Rijnmond)	Rozenburg/Rotterdam	~90 MW	+ stoomlevering industrie
AEC Moerdijk (Attero)	Moerdijk	~33 MW	Stoom aan Shell Moerdijk
Zaandam AVI (Huisvuil Centrale Noord-Holland)	Zaandam	~50 MW	WKK
Twence (afvalverwerking)	Hengelo/Overijssel	~50 MW	Stoom + elektriciteit

7. Wind- en Zonne-energie

Hoewel wind en zon geen brandstof nodig hebben, zijn ze onmisbaar geworden in de Nederlandse elektriciteitsproductie en leveren ze steeds meer bijdragen aan de mix.

Type	Capaciteit 2025	Bijdrage aan stroomproductie	Trend
Wind op land	~6.500 MW	~15%	Stabiliserende groei
Wind op zee	~5.000 MW	~20-25%	Sterke groei (Hollandse Kust etc.)
Zonne-energie (PV)	~25.000 MW	~18%	Record in 2024-2025

Nederland exporteerde in 2025 netto ~14 TWh elektriciteit, mede dankzij de hoge zonne-energieproductie en het feit dat gascentrales bij lagere gasprijzen competitiever werden. Groene stroom (zonne-energie) leverde in 2024 al 18% van de totale stroomvoorziening.

8. Nederlandse Gasimport en de Golfregio

8.1 Van exporteur naar importeur

Nederland is na de sluiting van het Groningse gasveld structureel afhankelijk geworden van gasimport. Tussen 2021 en 2022 verdubbelde de netto invoer van LNG van 8,5 naar 18,2 miljard kubieke meter. De totale gasvraag bedraagt circa 31 miljard kubieke meter per jaar. De gasberging in Bergermeer en Norg dient als buffer.

Herkomst van gasinvoer (2024-2025):

- Noorwegen: via pijpleiding, de grootste leverancier
- VS: grootste LNG-leverancier via de Gate-terminal (Rotterdam) en EEMS-terminal (Eemshaven)
- Qatar: indirect, via de Europese LNG-markt
- Algerije: via pijpleidingen door Spanje/Italië (voor Europa als geheel)

In 2025 werd voor het eerst meer LNG ingevoerd dan gas via pijpleidingen. De LNG-import steeg met 25,3%. Nederland importeert zelf niet rechtstreeks uit Qatar, maar Qatarees LNG kan via Europese doorverkoop wel in Nederland terechtkomen.

8.2 Actuele crisis in de Golfregio (Maart 2026)

In maart 2026 stootte Qatar de productie van LNG tijdelijk stil na aanvallen in de regio als gevolg van het conflict tussen Iran en de VS/Israël. Qatar is verantwoordelijk voor circa 20-22% van de wereldwijde LNG-handel. Qatar Energy meldde dat de productie van de Ras Laffan LNG-installaties uit voorzorg werd stilgelegd.

Direct gevolg voor Nederland:

- Het ministerie van Economische Zaken en Klimaat zag op korte termijn geen tekenen van fysieke gas tekorten
- Wel liepen de TTF-gasprijzen sterk op: boven de 60 euro per megawattuur
- LNG-tankers koersen richting Azië (hoogste prijs), waardoor Europees aanbod krimpt
- De gasbuffer was begin 2026 relatief laag (slechts ~10% gevuld) - weinig reserve
- Prijzen voor wintercontracten stegen met circa 10 euro per MWh

De energieminister stelde dat er voldoende aanbod was via eigen productie, pijpleidingen en vloeibaar gas, maar erkende dat prijzen op de internationale markt fors oplopen.

8.3 Structurele kwetsbaarheid

Structureel geldt dat Nederland en de EU voor de komende twee decennia afhankelijk blijven van LNG-import. De binnenlandse gasproductie uit kleine velden bedraagt in 2040 naar verwachting nog slechts 3-6 miljard kubieke meter, terwijl Nederland dan nog 5-6 miljard nodig heeft. LNG-import blijft dus noodzakelijk.

De Europese LNG-markt is door de Russische invasie in Oekraïne structureel krappere geworden. Als de vraag in Azië tegelijk hoog is, concurreren Europese en Aziatische afnemers om hetzelfde LNG, wat grote prijschommelingen veroorzaakt. De TTF-volatiliteit was in 2023 ruim 8 keer hoger dan in 2013.

9. Risico-analyse: Impact op de Stroomvoorziening**9.1 Scenario 1: Tijdelijke verstoring (1-4 weken)**

Bij een tijdelijke staking van Qatarese of Golfstaten Leveranties is het directe risico voor Nederland beperkt maar merkbaar:

- Gasprijsstijging van 30-60% op de spotmarkt (TTF), wat direct doorwerkt in elektriciteitsprijzen
- Gascentrales draaien minder uren vanwege hogere brandstofkosten
- Kolencentrales (nog actief tot 2029) springen bij; die kunnen langer draaien
- Import uit Noorwegen (via pijpleiding) blijft stabiel
- Netbeheerder TenneT kan vraag en aanbod in balans houden

9.2 Scenario 2: Langdurige verstoring (meerdere maanden)

Een langdurige blokkade van de Straat van Hormuz of aanhoudende productiestilstand treft Europa zwaarder:

- Europese gasopslagen worden sneller leeg getrokken dan gemiddeld
- LNG-tekort kan leiden tot rantsoenering, eerst industrie, dan woningen
- Gascentrales draaien op minimumcapaciteit of liggen stil bij onbetaalbare gasprijzen
- Kolencentrales worden maximaal benut - maar leveren slechts 3.400 MW (max ~25% van benodigde basislast)
- Kerncentrale Borssele (485 MW) draait door ongeacht gasprijzen - grote stabilisator
- Hernieuwbare energie (wind + zon) wordt door weersomstandigheden begrensd
- Nederland is als gasrotonde voor Europa kwetsbaar voor doorvoer problemen

9.3 Kernpunten van kwetsbaarheid

Risicofactor	Impact	Mitigatie
Lage gasbuffer (10%)	Bij koud winter direct tekort	Versneld vullen bergingen

LNG-prijspieken	Dure elektriciteit, gascentrales offline	Langetermijncontracten met VS en Noorwegen
Vergrijzing gascentrales (geen nieuwe na 2013)	Afnemende betrouwbaarheid regelbaar vermogen	Nieuwe waterstof-ready gascentrales bouwen
Kolencentrale sluiting 2029	Verlies 3.400 MW basislast	Nieuwe kerncentrales, batterijen, interconnectie
Borssele sluit in 2033	Verlies stabiele 485 MW kernstroom	Levensduurverlenging onderzoek loopt
Toenemende elektriciteitsvraag (EVs, warmtepompen)	Grotere piekvraag	Uitbreiding net en opwekcapaciteit

10. Toekomstperspectief en Beleidsmaatregelen

10.1 Korte Termijn (2026-2030)

Op korte termijn draait de energiezekerheid om drie sleutelmaatregelen:

- Diversificatie van LNG-leveranciers: minder afhankelijk van enkelen, meer langetermijncontracten met VS en Noorwegen
- Gasopslagen voldoende gevuld houden: EU-doelstelling van 72% voor de winter; dit was al een knelpunt begin 2026
- Kolencentrales als buffer tot 2029: bij acute gasproblemen kunnen ze maximaal opdraaien
- Versneld bouwen van batterijopslag en vraagrespons-systemen

10.2 Middellange termijn (2030-2040)

De periode 2030-2040 is de meest kwetsbare fase voor Nederland:

- Alle kolencentrales zijn dan gesloten (wet verbod kolen per 2030)
- Kerncentrale Borssele is dan gesloten (tenzij verlenging), wat 485 MW stabiele stroom kost
- Nieuwe kerncentrales zijn nog niet of nauwelijks gereed
- Gascentrales vergrijzen en investeringen worden lastiger zonder capaciteitsmarkt
- Op 20 GW regelbaar vermogen is behoefte, maar het aanbod dreigt te dalen

TenneT rekent voor leveringszekerheid met een benodigde piekcapaciteit van 19 GW regelbaar vermogen. Bij een gemiddeld verbruik van 13 GW en een piekvraag van 19 GW moet er altijd voldoende niet-weersafhankelijke capaciteit beschikbaar zijn.

10.3 Lange termijn (2040-2050)

Het kabinet zet sterk in op kernenergie als structurele oplossing:

- 4 nieuwe kerncentrales gepland (2 grote + 2 kleinere), totaal vermogen circa 4-6 GW
- Locatie: vermoedelijk Borssele (maar ruimtelijk uitdagend)
- Volledig publiek gefinancierd (40% eigen vermogen, 60% lening)
- Investeringskosten: 7.100 euro per kW, dus circa 7-10 miljard euro per centrale
- Oplevering realistisch niet vóór 2040 gezien bouw tijden van 10-15 jaar

Naast kernenergie wordt ingezet op groene waterstof als alternatieve brandstof voor gascentrales, offshore wind op grote schaal (Wind op Zee), en smartgrids met batterijopslag. De Noordzee biedt ruimte voor honderden gigawatt aan windenergie.

11. Conclusies

Het Nederlandse elektriciteitssysteem staat voor een complexe drievoudige uitdaging: de energietransitie (klimaatneutraliteit 2050), leveringszekerheid (betrouwbare stroom op elk moment) en betaalbaarheid (gasprijzen niet uit de hand laten lopen).

De kernbevindingen van dit onderzoek:

- Nederland heeft nu nog circa 3.400 MW kolenvermogen en circa 6.000-7.000 MW groot gasvermogen plus vele duizenden MW aan industriële WKK
- De enige kerncentrale (Borssele, 485 MW) is een stabiele basislastbron maar dreigt in 2033 te sluiten
- Wind en zon produceren al 35-40% van de elektriciteit maar zijn niet regelbaar
- Nederland importeert LNG indirect uit Qatar via Europese markten; directe levering onderbrekingen zijn beperkt maar prijseffecten zijn onmiddellijk en fors
- De gasopslag was begin 2026 slechts voor 10% gevuld - een zorgwekkend lage buffer bij aanhoudende Golfcrisis
- Na 2030 dreigt een 'capaciteit kloof': kolencentrales gesloten, kerncentrale mogelijk gesloten, nieuwe kerncentrales nog niet gereed
- Het kabinet investeert in 4 nieuwe kerncentrales maar de eerste kan realistisch niet vóór 2040 gereed zijn
- Zonder nieuwe beleidsmaatregelen (capaciteitsmarkt, nieuwe gascentrales, batterijopslag) neemt het risico op stroomtekorten toe in de periode 2030-2040

De Golfcrisis van 2026 is een wake-up call: de afhankelijkheid van fossiele import is een structureel leveringszekerheid risico. De oplossing ligt in een versnelde verduurzaming, strategische gasreserves, investeringen in kernenergie op de lange termijn, en een geïntegreerde Europese energiemarkt die diversificatie van bronnen garandeert.

Geertruidenberg Noord-Brabant | Maart 2026