Geen kerncentrales; wat nu?

Levensduurverlenging **STEG's en/of koleneenheden na 2030** of nieuwe STEG's

Juli 2026

Managementsamenvatting

Nederland bouwt het elektriciteitssysteem in hoog tempo om. Wind en zon leveren een steeds groter deel van de productie, maar nemen de behoefte aan regelbaar vermogen niet weg. Integendeel: naarmate het aandeel weersafhankelijke productie groeit, wordt het belangrijker dat voldoende vermogen beschikbaar blijft voor uren en dagen met weinig wind en zon. De relevante vraag is daarom niet alleen hoeveel elektriciteit Nederland gemiddeld per jaar kan produceren, maar vooral hoeveel inzetbaar vermogen op het moeilijkste moment beschikbaar is, hoe snel dat vermogen kan starten, hoelang het kan leveren en of ook de brandstof daadwerkelijk beschikbaar is.

De huidige beleidslijn biedt daarvoor onvoldoende zekerheid. Kernenergie wordt steeds vaker als toekomstige oplossing genoemd, maar kan het tekort aan regelbaar vermogen in de periode tot circa 2040 niet tijdig oplossen. Locatie, netaansluiting, bouwtijd, kosten, koelwater, flexibiliteit, personeel en uitvoeringsorganisatie zijn nog onvoldoende zeker. Kernenergie kan op langere termijn opnieuw worden beoordeeld, maar mag niet worden gebruikt als argument om bestaand regelbaar vermogen voortijdig te sluiten.

De eerste prioriteit moet daarom liggen bij het behoud van bestaande STEG-eenheden. Deze centrales beschikken al over een locatie, netaansluiting, koelwater, gasvoorziening, personeel en vergunning ruimte. Voor levensduurverlenging wordt in deze studie voorlopig gerekend met circa €100 per kWe, met een bandbreedte van ongeveer €50 tot €200 per kWe. Dat is aanzienlijk lager dan de indicatieve investering van circa €300 per kWe voor een nieuwe gasturbine en circa €600 per kWe voor een nieuwe STEG. Een bestaande STEG met een lager rendement dan nieuwbouw kan daardoor bij weinig en middelmatige draaiuren economisch aantrekkelijker zijn. Per eenheid moet onafhankelijk worden vastgesteld wat de technische conditie, resterende levensduur, revisiebehoefte, startflexibiliteit en waarde voor het net zijn.

Ook de moderne koleneenheden moeten opnieuw worden beoordeeld. Deze centrales zijn rond 2015 in bedrijf gekomen en zijn in 2030 pas ongeveer vijftien jaar oud. Zij zijn dus niet technisch versleten, maar beleidsmatig in hun inzet beperkt. Door hoge CO_2-kosten en beperkingen op kolenstook hebben zij de laatste jaren mogelijk aanzienlijk minder vollasturen gemaakt dan bij het ontwerp werd verwacht. Zij beschikken nog over moderne ketels, turbines, generatoren, zware netaansluitingen, koelwater, havenvoorzieningen, brandstofopslag, rookgasreiniging en deskundig personeel. De vraag is daarom niet hoe snel zij kunnen worden gesloopt, maar welke technische en systeemwaarde behouden kan blijven. Mogelijke routes zijn tijdelijke strategische reserve, zeer vergaande CCS, ombouw naar andere brandstoffen, gedeeltelijk hergebruik van turbine en generator, of vervanging op dezelfde locatie door gasturbines of STEG-eenheden.

Voor kolen met CCS wordt in deze studie voorlopig uitgegaan van een rendement van circa 46 procent zonder CCS en circa 42 procent met CCS, met een aanvullende investering van ongeveer €300 per kWe. Deze route is niet vanzelfsprekend goedkoop, maar moet worden vergeleken met volledige nieuwbouw inclusief locatie, aansluiting, koelwater en infrastructuur. Het belangrijke voordeel van kolen is de grote lokale brandstofvoorraad. Daardoor is een moderne koleneenheid minder afhankelijk van het Europese gasnet tijdens langdurige systeemstress. Wel ontstaat bij CCS een nieuwe afhankelijkheid van CO_2-compressie, transport en opslag. De gehele keten moet daarom als één systeem worden beoordeeld.

Wanneer bestaand vermogen onvoldoende blijkt, zijn nieuwe enkelvoudige gasturbines de meest logische eerste nieuwbouwoptie. Zij hebben een relatief lage investering, kunnen snel starten en zijn geschikt voor piek- en reservevermogen. Voor deze studie wordt gerekend met circa €300 per kWe en een rendement van ongeveer 35 procent. Nieuwe gasturbines moeten bij voorkeur op bestaande energielocaties worden gebouwd en zo worden ontworpen dat later uitbreiding tot STEG mogelijk blijft. Een volledige nieuwe STEG met een rendement van circa 65 procent en een investering van ongeveer €600 per kWe wordt pas aantrekkelijk wanneer voldoende middenlast uren zijn aangetoond. Onder onzekerheid is daarom gefaseerde bouw verstandig: eerst de gasturbine, vervolgens de werkelijke draaiuren volgen en pas daarna de stoomcyclus toevoegen.

Brandstofzekerheid moet naast investering en rendement een zelfstandig criterium worden. Een centrale is alleen inzetbaar wanneer ook de brandstofketen functioneert. Aardgas is technisch aantrekkelijk, maar een gascentrale beschikt meestal niet over een grote eigen voorraad. Zij blijft afhankelijk van leidingen, LNG, opslag, compressie, systeemdruk en markttoegang. Dat risico wordt groter wanneer heel Europa tijdens een langdurige Dunkelflaute tegelijk gascentrales inzet. Dan ontstaat niet alleen schaarste aan elektriciteit, maar ook aan de brandstof waarmee de resterende elektriciteit moet worden geproduceerd.

Voldoende gas op jaarbasis betekent niet dat op de zwaarste winterdag voldoende gas per uur of per dag kan worden geleverd. De werkelijke begrenzingen kunnen liggen in LNG-terminals, pijpleidingen, opslagdebiet, compressiestations en regionale netten. Een hoge prijs kan zulke fysieke beperkingen niet oplossen. Bovendien blijft een gasnet dat slechts als reserve wordt gebruikt duur. Leidingen, opslag, terminals, personeel en beveiliging moeten het hele jaar beschikbaar blijven. De kosten verschijnen daarom óf als een hoge vaste capaciteitsvergoeding óf als zeer hoge variabele prijzen tijdens schaarste.

Voor gasgestookte reserve zijn feitelijk twee capaciteitsvergoedingen nodig. De eerste geldt voor de centrale zelf: beschikbaar vermogen, starttijd, betrouwbaarheid en leveringsduur. De tweede geldt voor de brandstofketen: gereserveerd gasvolume, opslag, uitstroomsnelheid, transportcapaciteit en alternatieve aanvoer. Een vergoeding voor alleen de centrale geeft geen volledige leveringszekerheid.

De energy-only-markt is daarvoor onvoldoende. Naarmate centrales minder uren draaien, ontvangen zij minder marktinkomsten terwijl hun maatschappelijke waarde als reserve juist toeneemt. Schaarsteprijzen zijn bovendien onzeker en politiek kwetsbaar. Zodra prijzen extreem stijgen, ontstaat druk op prijsplafonds, heffingen en andere ingrepen. Daarom is een capaciteitsmechanisme nodig dat niet alleen MW inkoopt, maar concrete systeemfuncties: snelle start, lange leveringsduur, regionale waarde, brandstofzekerheid en emissieprestatie. Batterijen, vraagrespons, gasturbines, STEG’s en koleneenheden kunnen daarin ieder een verschillende rol vervullen.

De overheid moet daarbij ook haar eigen aandeel in het investeringsrisico erkennen. Het beleid rond jonge koleneenheden en de voortijdige positionering van kernenergie hebben het vertrouwen van marktpartijen beschadigd. Investeerders zullen alleen opnieuw langjarig investeren wanneer contractduur, marktregels, infrastructuur, emissie-eisen en vergoeding bij beleidswijziging voldoende betrouwbaar zijn. Het technische en operationele risico hoort bij de ondernemer; het politieke en institutionele risico hoort bij de overheid die het veroorzaakt.

De uitvoeringsstrategie moet daarom gefaseerd zijn. Op korte termijn moeten bestaande STEG's en moderne koleneenheden technisch worden beoordeeld en zo nodig tijdelijk worden gecontracteerd. Onomkeerbare sloop moet worden uitgesteld totdat vervangend vermogen werkelijk is gebouwd, aangesloten, getest en van brandstof voorzien. Tegelijk moet een nationale stresstest worden uitgevoerd voor een koude Dunkelflaute van tien tot veertien dagen, inclusief beperkte import en uitval van een grote gasroute.

Daarna kunnen bestaande STEG's gericht worden verlengd, nieuwe gasturbines worden gebouwd waar regionale tekorten bestaan en dual-fuel voorzieningen en brandstofvoorraden worden ontwikkeld. Nieuwe STEG's en grotere CCS-investeringen volgen pas wanneer voldoende middenlast uren en infrastructuur zijn aangetoond. Kernenergie wordt pas opnieuw dragend wanneer locatie, net, kosten, tijd en systeemrol overtuigend zijn vastgesteld.

De hoofdconclusie luidt:

Nederland moet niet kiezen voor één toekomstige techniek, maar een diverse en herstelbare portefeuille van regelbaar vermogen behouden en opbouwen. Bestaande STEG's vormen de eerste en goedkoopste lijn. Moderne koleneenheden bieden waarde voor langdurige reserve en brandstofspreiding. Nieuwe gasturbines vullen acute tekorten. Nieuwe STEG's volgen pas bij bewezen middenlast uren.

De bestuurlijke kern luidt:

Eerst behouden, vervolgens contracteren, daarna gericht toevoegen en pas ten slotte onomkeerbaar vervangen.

De slotconclusie is:

De energietransitie slaagt niet door zo snel mogelijk afscheid te nemen van bestaande capaciteit, maar door pas afscheid te nemen wanneer het nieuwe systeem aantoonbaar, tijdig en betrouwbaar werkt.

Regelbaar vermogen voor Nederland onder onzekerheid

Nederland bouwt het elektriciteitssysteem in hoog tempo om. Wind en zon krijgen een steeds groter aandeel in de productie. Daarmee neemt de behoefte af aan centrales die voortdurend draaien, maar groeit juist de behoefte aan vermogen dat beschikbaar is wanneer wind en zon tekortschieten.

Die behoefte betreft niet één soort reserve. Het systeem heeft verschillende functies nodig:

- zeer snelle respons voor seconden en minuten;
- piekvermogen voor enkele uren;
- operationele reserve voor uren tot een etmaal;
- middenlast voor meerdere dagen;
- strategische reserve voor langdurige perioden met weinig wind en zon.

De hoofdvraag is daarom niet hoeveel elektriciteit Nederland gemiddeld per jaar produceert, maar hoeveel inzetbaar vermogen op het moeilijkste uur beschikbaar is, hoe snel dat vermogen kan starten, hoelang het kan leveren en of ook de brandstof werkelijk beschikbaar is.

Deze studie concludeert dat Nederland het komende tekort aan regelbaar vermogen niet tijdig kan oplossen met één nieuwe dominante techniek. Kernenergie kan op langere termijn opnieuw worden beoordeeld, maar is voor de periode tot circa 2040 geen uitvoerbare oplossing voor de actuele vermogensopgave. Locatie, netcapaciteit, bouwtijd, kosten, flexibiliteit en uitvoeringsorganisatie zijn daarvoor nog onvoldoende zeker.

Tegelijk dreigt Nederland bestaande regelbare capaciteit voortijdig te verliezen. Dat geldt zowel voor bestaande STEG-eenheden als voor moderne koleneenheden die pas rond 2015 in bedrijf zijn genomen.

De centrale aanbeveling luidt daarom:

Eerst behouden, vervolgens contracteren, daarna gericht toevoegen en pas ten slotte onomkeerbaar vervangen.

1. Kernenergie is voorlopig geen tijdige systeemoplossing

Nieuwe kerncentrales worden vaak gepresenteerd als antwoord op leveringszekerheid en CO_2-arme productie. Voor de komende vijftien jaar vormen zij echter geen bruikbare oplossing voor het tekort aan piek-, reserve- en middenlast vermogen.

Voor een uitvoerbare kernroute moeten eerst positief zijn aangetoond:

- een geschikte locatie;
- voldoende en tijdige netcapaciteit;
- koelwater en veiligheidsruimte;
- financierbaarheid;
- realistische bouwtijd;
- beschikbaarheid van leveranciers en personeel;

- inpassing in een systeem met veel wind en zon;
- een aantoonbare operationele rol.

Zolang deze voorwaarden niet zijn vervuld, mag kernenergie niet worden gebruikt als reden om bestaand regelbaar vermogen te sluiten.

2. Bestaande STEG-eenheden vormen de eerste verdedigingslinie

Bestaande STEG-eenheden bieden waarschijnlijk de snelste en goedkoopste mogelijkheid om regelbaar vermogen beschikbaar te houden.

Voor levensduurverlenging wordt in deze studie voorlopig uitgegaan van circa €100 per kWe, met een gevoeligheidsgebied van ongeveer €50 tot €200 per kWe. Dat is aanzienlijk lager dan de indicatieve investering in:

- een nieuwe gasturbine: circa €300 per kWe;
- een nieuwe STEG: circa €600 per kWe.

Een bestaande STEG beschikt bovendien al over:

- een geschikte locatie;
- een netaansluiting;
- koelwater;
- een gasverbinding;
- personeel;
- vergunning ruimte;
- operationele ervaring.

Een bestaande eenheid met een ontwerprendement van circa 52 procent kan daardoor, ondanks een lager rendement dan nieuwbouw, economisch sterk zijn bij weinig tot middelmatige draaiuren.

Per eenheid moet worden onderzocht:

- de technische conditie;
- de resterende levensduur;
- de noodzakelijke revisies;
- het aantal starts en bedrijfsuren;
- de minimumlast en opregelsnelheid;
- de mogelijkheid om de gasturbine afzonderlijk te bedrijven;
- de waarde van locatie en aansluiting.

Sluiting zonder deze beoordeling is maatschappelijk onzorgvuldig.

3. Moderne koleneenheden zijn jonge systeemactiva

De moderne Nederlandse koleneenheden zijn rond 2015 in bedrijf genomen. In 2030 zijn zij dus pas ongeveer vijftien jaar oud.

Bovendien zijn zij de laatste jaren door CO_2-kosten, marktontwikkeling en beleidsbeperkingen sterk in hun inzet beperkt. Zij hebben daardoor mogelijk aanzienlijk minder vollasturen gemaakt dan bij het ontwerp werd verwacht.

Het gaat niet om technisch versleten installaties, maar om relatief jonge centrales met:

- moderne ketels, stoomturbines en generatoren;
- zware netaansluitingen;
- koelwater;
- haveninfrastructuur;
- brandstofopslag;
- rookgasreiniging;
- personeel en kennis.

Deze eenheden kunnen technisch nog een grote resterende waarde hebben. Dat blijkt ook uit het feit dat hoofdcomponenten elders nog jarenlang bruikbaar zouden kunnen zijn.

De juiste vraag is daarom niet hoe snel deze centrales kunnen worden gesloten, maar welke delen van hun technische, infrastructurele en strategische waarde behouden moeten blijven.

Te onderzoeken routes zijn:

- tijdelijke strategische reserve;
- kolen met zeer vergaande CCS;
- ombouw naar andere brandstoffen;
- behoud van turbine, generator en aansluiting;
- vervanging op dezelfde locatie door gasturbines of STEG;
- tijdelijke conservering.

Onomkeerbare sloop mag pas plaatsvinden nadat deze varianten onafhankelijk zijn beoordeeld en vervangend vermogen werkelijk beschikbaar is.

4. Kolen met CCS verdient een serieuze vergelijking

Voor moderne koleneenheden wordt in deze studie voorlopig gerekend met:

- circa 46 procent rendement zonder CCS;
- circa 42 procent rendement met CCS;
- circa vier procentpunten rendementsverlies;
- circa €300 per kWe aanvullende investering.

CCS is daarmee niet goedkoop, maar de investering moet worden vergeleken met het alternatief: volledige nieuwbouw van regelbaar vermogen inclusief nieuwe locatie, aansluiting, koelwater en infrastructuur.

De waarde van een moderne koleneenheid met CCS ligt niet alleen in elektriciteitsproductie, maar ook in:

- langdurige inzet;
- grote lokale brandstofvoorraad;

- spreiding van brandstofrisico;
- onafhankelijkheid van continue gasaanvoer;
- behoud van bestaande netcapaciteit.

Daar staat tegenover dat een nieuwe afhankelijkheid ontstaat van CO_2-compressie, transport en opslag. CCS moet daarom als één complete keten worden beoordeeld.

5. Nieuwe gasturbines zijn geschikt voor acute piek- en reservebehoefte

Wanneer bestaand vermogen onvoldoende is, zijn nieuwe enkelvoudige gasturbines een logische volgende stap.

Voor deze studie wordt uitgegaan van:

- circa €300 per kWe investering;
- circa 35 procent rendement;
- relatief korte bouwtijd;
- snelle start;
- geschiktheid voor weinig draaiuren.

Zij zijn vooral geschikt voor:

- piekvermogen;
- operationele reserve;
- regionale tekorten;
- noodvermogen;
- black-start;
- eerste fase van latere uitbreiding tot STEG.

Nieuwbouw moet bij voorkeur plaatsvinden op bestaande energielocaties. Daarmee worden grond, aansluiting, infrastructuur en procedures beter benut.

6. Nieuwe STEG’s alleen bij bewezen middenlast

Nieuwe STEG-eenheden bieden een hoog rendement. Voor deze studie wordt uitgegaan van circa 65 procent netto ontwerp rendement en een investering van circa €600 per kWe.

Dat hoge rendement is vooral waardevol bij veel draaiuren. Bij weinig draaiuren weegt de hogere investering zwaar.

Daarom moet een nieuwe STEG alleen worden gebouwd wanneer:

- voldoende middenlast uren aannemelijk zijn;
- gas en transportcapaciteit zijn geborgd;
- een geschikte locatie beschikbaar is;
- de netaansluiting tijdig gereed is;
- een langjarig contract de investering ondersteunt.

Onder onzekerheid heeft een gefaseerde route de voorkeur:

1. eerst de gasturbine;
2. vervolgens de werkelijke draaiuren volgen;
3. pas daarna de stoomcyclus toevoegen.

7. Brandstofzekerheid is even belangrijk als technisch vermogen

Een centrale is alleen beschikbaar wanneer ook haar brandstofketen functioneert.

Voor brandstofzekerheid zijn relevant:

- fysieke beschikbaarheid;
- transportcapaciteit;
- opslag;
- leveranciersspreiding;
- lokale voorraad;
- geopolitiek risico;
- prijsrisico;
- alternatieve routes.

Aardgas is technisch aantrekkelijk, maar een gascentrale beschikt meestal niet over een grote eigen voorraad. Zij blijft afhankelijk van:

- pijpleidingen;
- LNG;
- opslag;
- compressie;
- systeemdruk;
- markttoegang.

Voorraadbare brandstoffen, zoals kolen, vloeibare reservebrandstof en ammoniak, kennen andere bezwaren, maar kunnen langduriger op locatie beschikbaar blijven.

Daarom moet brandstofvoorraad als zelfstandige systeemwaarde worden gewaardeerd.

8. Heel Europa kan tijdens Dunkelflaute tegelijk gas vragen

Een belangrijk systeemrisico ontstaat wanneer veel Europese landen dezelfde strategie volgen: wind en zon voor normale productie en gascentrales voor langdurige tekorten.

Een Dunkelflaute is geen zuiver nationaal verschijnsel. Grote delen van Noordwest-Europa kunnen tegelijk weinig wind en zon hebben.

Wanneer veel landen dan hun gascentrales inzetten, stijgt de Europese gasvraag gelijktijdig. Daardoor ontstaan mogelijk tekorten in:

- gasvolume;
- opslaguitstroom;
- LNG-capaciteit;
- leidingcapaciteit;
- regionale gasnetten;
- productievermogen.

Voldoende gas op jaarbasis is dan niet genoeg. Beslissend is hoeveel gas op het zwaarste uur of de zwaarste dag kan worden geleverd.

Een hoge prijs kan fysieke beperkingen niet oplossen.

Daarom is een stresstest nodig voor ten minste tien tot veertien dagen met:

- lage wind- en zonneproductie;
- koude wintertemperaturen;
- hoge warmtevraag;
- beperkte elektriciteitsimport;
- uitval van een grote gasroute;
- beperkte LNG-aanvoer;
- afnemende opslaguitstroom.

9. Een gasnet dat alleen reserve levert, blijft duur

Wanneer het gasverbruik afneemt, verdwijnen de vaste kosten van het gasstelsel niet.

Leidingen, opslag, compressoren, terminals, beveiliging, onderhoud en personeel moeten beschikbaar blijven voor de momenten waarop het systeem hen nodig heeft.

Wanneer weinig gas door dezelfde infrastructuur stroomt, stijgen de kosten per vervoerde eenheid.

De kosten verschijnen dan op twee manieren:

- als hoge vaste capaciteitsvergoeding;
- of als zeer hoge variabele prijs tijdens schaarste.

Hetzelfde geldt voor de gascentrale zelf.

Een reservevoorziening die weinig draait, is niet goedkoop. Zij vraagt betaling voor beschikbaarheid.

10. Voor gasgestookte reserve zijn twee capaciteitsvergoedingen nodig

Voor betrouwbare gasgestookte reserve moeten twee afzonderlijke producten worden betaald.

Het eerste product is de centrale:

- beschikbaar vermogen;
- starttijd;
- leveringsduur;
- technische betrouwbaarheid.

Het tweede product is de brandstofketen:

- gereserveerd gasvolume;
- opslag;
- maximale uitstroomsnelheid;
- transportcapaciteit;
- LNG-capaciteit;
- alternatieve route.

Een capaciteitsvergoeding voor alleen de centrale geeft geen zekerheid dat de centrale tijdens Europese gas schaarste daadwerkelijk kan draaien.

11. De energy-only-markt is onvoldoende

In een energy-only-markt ontvangt een centrale vooral inkomsten wanneer zij produceert.

Bij een groeiend aandeel wind en zon neemt het aantal draaiuren af. Daardoor kunnen maatschappelijk noodzakelijke centrales onvoldoende inkomsten ontvangen.

Het missing-money-probleem wordt versterkt doordat:

- schaarsteprijzen onzeker zijn;
- extra capaciteit de prijspieken verlaagt;
- prijsplafonds kunnen worden ingevoerd;
- politiek ingrijpen waarschijnlijk is;
- brandstof tijdens schaarste duur wordt.

Nederland kan daarom niet uitsluitend vertrouwen op incidentele hoge marktprijzen.

Beschikbaarheid moet vooraf worden gecontracteerd.

12. Het capaciteitsmechanisme moet verschillende functies inkopen

Een goed capaciteitsmechanisme beloont niet alleen vermogen in MW, maar onderscheidt verschillende functies:

- zeer snelle reserve;
- kortdurend piekvermogen;
- operationele reserve;
- middenlast;
- langdurige strategische reserve.

Per product moeten worden vastgelegd:

- starttijd;
- leveringsduur;
- locatie;
- brandstofzekerheid;
- beschikbaarheid;
- emissieprestatie;
- testverplichtingen;
- boetes bij uitval.

Een batterij van vier uur is niet gelijkwaardig aan een centrale met weken brandstofvoorraad. Technologie-neutraliteit betekent daarom niet dat alle capaciteit als hetzelfde product wordt behandeld.

13. Tijdelijke strategische reserve is nodig

Technisch bruikbare centrales kunnen sluiten voordat een permanent capaciteitsmechanisme en vervangende nieuwbouw gereed zijn.

Daarom is een tijdelijke strategische reserve nodig voor:

- bestaande STEG-eenheden;
- moderne koleneenheden;
- dual-fuel centrales;
- contractuele vraagreductie.

Deze reserve creëert tijd voor:

- conditieonderzoek;
- marktontwerp;
- nieuwbouw;
- brandstofcontracten;
- CCS-onderzoek;
- meting van de werkelijke restvraag.

14. Overheidsrisico verhoogt de maatschappelijke kosten

De overheid heeft in korte tijd verschillende richtingen gevolgd.

Moderne koleneenheden zijn eerst toegestaan en gebouwd, maar vervolgens vroegtijdig beleidsmatig afgeschreven. Daarna is kernenergie naar voren geschoven voordat locatie, net, kosten en tijdigheid waren aangetoond.

Voor investeerders ontstaat daardoor het risico dat de overheid tijdens de economische levensduur:

- een brandstof verbiedt;
- marktregels wijzigt;
- een centrale vervroegd sluit;
- publieke infrastructuur te laat levert;

- inkomsten achteraf beperkt.

Investeerders verwerken dit risico in:

- hogere rente;
- hogere contractprijzen;
- garanties;
- kortere terugverdientijd;
- of het uitblijven van investeringen.

Een betrouwbare energievoorziening kan niet worden gebouwd op een onbetrouwbaar beleidskader.

15. Het gemiste nee

Op meerdere momenten had eerder een duidelijke grens moeten worden gesteld.

De noodzakelijke “Nee” waren:

- geen sluiting zonder bewezen vervanging;
- geen kernkeuze zonder positieve toegangstoets;
- geen volledige gasafhankelijkheid zonder stresstest;
- geen sloop zonder beoordeling van resterende waarde;
- geen capaciteit zonder brandstofborging;
- geen langjarige investering zonder bescherming tegen politiek risico.

Deze “Nees” zijn niet gericht tegen de energietransitie. Zij beschermen juist de uitvoerbaarheid daarvan.

16. Een integrale toegangstoets is noodzakelijk

Voordat een techniek of project als nationale oplossing wordt aangewezen, moet een onafhankelijke toegangstoets plaatsvinden.

Deze toets omvat:

- systeemnoodzaak;
- tijdigheid;
- locatie;
- net;
- brandstof;
- flexibiliteit;
- kosten;
- veiligheid;
- uitvoerbaarheid;
- herstelbaarheid;
- risicoverdeling.

Zonder positieve uitkomst mag een project niet als dragende nationale oplossing worden beschouwd.

17. Eén nationale systeemeigenaar

De verantwoordelijkheid voor regelbaar vermogen is verspreid over ministeries, TenneT, Gasunie, provincies, vergunningverleners, toezichthouders en marktpartijen.

Daardoor kan iedere organisatie haar eigen taak uitvoeren terwijl het systeem als geheel toch onvoldoende robuust is.

Er is daarom één herkenbare partij nodig die integraal verantwoordelijk is voor:

- voldoende inzetbaar vermogen;
- regionale verdeling;
- netcapaciteit;
- brandstofzekerheid;
- capaciteitscontracten;
- stresstests;
- voortgang;
- escalatie.

18. Aanbevolen uitvoeringsstrategie

Direct: nul tot drie jaar

- inventariseer alle bestaande regelbare eenheden;
- voer technisch conditieonderzoek uit;
- voorkom onomkeerbare ontmanteling;
- sluit tijdelijke behoudscontracten;
- voer een stroom-gasstresstest uit;
- bepaal regionale tekorten;
- reserveer bestaande energielocaties;
- ontwerp een capaciteitsmechanisme.

Korte termijn: drie tot zeven jaar

- verleng bestaande STEG-eenheden;
- contracteer gas, opslag en transport;
- bouw gerichte gasturbines;
- realiseer dual-fuel mogelijkheden;
- contracteer batterijen en vraagrespons;
- werk CCS-routes uit;
- behoud strategische brandstofvoorraden.

Middellange termijn: zeven tot vijftien jaar

- breid gasturbines uit tot STEG waar de draaiuren dat rechtvaardigen;
- bouw nieuwe STEG’s bij bewezen middenlast behoefte;

- realiseer CCS waar doelmatig;
- ontwikkel waterstof- en gasopslag;
- voeg alternatieve brandstoffen toe;
- herijk de capaciteitsbehoefte.

Lange termijn

- beoordeel kernenergie opnieuw na een volledige toegangstoets;
- neem bewezen opslag- en brandstoftechnieken op;
- verminder fossiele inzet wanneer betrouwbare vervanging beschikbaar is;
- sluit bestaande capaciteit pas nadat vervanging is gebouwd en getest.

19. Prioritaire besluiten

De volgende vijf besluiten kunnen niet wachten:

1. Geen onomkeerbare sluiting of sloop zonder onafhankelijke systeemtoets.
2. Onmiddellijke beoordeling en tijdelijke contractering van bestaande STEG's en moderne koleneenheden.
3. Ontwikkeling van een capaciteitsmechanisme voor snelheid, duur, locatie en brandstofzekerheid.
4. Uitvoering van een Europese en Nederlandse stresstest voor Dunkelflaute en gelijktijdige gasvraag.
5. Aanwijzing van één nationale systeemeigenaar voor regelbaar vermogen, net en brandstof.

20. Slotconclusie

Nederland beschikt nog over een belangrijke uitgangspositie:

- bestaande STEG-eenheden;
- relatief jonge moderne koleneenheden;
- zware netaansluitingen;
- energielocaties;
- havens;
- gas- en brandstofinfrastructuur;
- technische kennis.

Deze waarde kan echter snel verloren gaan door sluiting, sloop, vertrek van personeel en herbestemming van locaties.

De verstandigste route is daarom niet het vroegtijdig kiezen van één toekomstig productiesysteem. Nederland moet een diverse en herstelbare portefeuille van regelbaar vermogen behouden en opbouwen.

Bestaande STEG's vormen de eerste en goedkoopste lijn.

Moderne koleneenheden vormen een tweede lijn voor langdurige inzet, brandstofvoorraad en spreiding van risico.

Nieuwe gasturbines vullen acute piek- en reservetekorten.

Nieuwe STEG’s volgen pas bij bewezen middenlast uren.

Batterijen, vraagrespons en import ondersteunen het systeem, maar vervangen langdurige regelbare capaciteit niet volledig.

Kernenergie kan later opnieuw worden beoordeeld, maar pas wanneer locatie, net, kosten, tijd en systeemrol overtuigend zijn aangetoond.

De hoofdconclusie luidt:

De energietransitie slaagt niet door zo snel mogelijk afscheid te nemen van bestaande capaciteit, maar door pas afscheid te nemen wanneer het nieuwe systeem aantoonbaar, tijdig en betrouwbaar werkt.