

kernenergie–elektriciteit–elektrolyse–waterstof

versus

wind-elektrolyse, ammoniakimport, ammoniakkrakers, flexibele STEG's, batterijen, Delta21, vraagsturing en interconnectie.

H.J. Compter

Mei 2025

Hoofdstuk 1 — Managementsamenvatting 3
Hoofdstuk 2 — Aanleiding en centrale vraag 8
Hoofdstuk 3 — Afbakening: ketenvergelijking, geen techniekdebat 11
Hoofdstuk 4 — Beoordelingskader 16
Hoofdstuk 5 — Gekoppelde markten: elektriciteit, waterstof, ammoniak, flexibiliteit en leveringszekerheid 22
Hoofdstuk 6 — Onzekerheden rond kernenergie 29
Hoofdstuk 7 — Alternatieven voor kernenergie: flexibele STEG's, batterijen, opslag, vraagsturing en interconnectie 36
Hoofdstuk 8 — Waterstofroutes: Noordzee-elektrolyse, kernenergie-elektrolyse en ammoniakimport 44
Hoofdstuk 9 — Case 1: kernenergie in een duurzaam elektriciteitssysteem 54
Hoofdstuk 11 — Case 3: kernenergie voor elektrolyse bij beperkte marginale uren 71
Hoofdstuk 12 — Case 4: elektrolysers als ontlasting van het regelgedrag van kerncentrales 79
Hoofdstuk 13 — Marktwerking: marginale kosten versus integrale kosten 86
Hoofdstuk 14 — Contractuele hardheid en risicoverdeling 93
Hoofdstuk 15 — Verborgen kruis subsidie en kostenallocatie 101
Hoofdstuk 16 — Toepassing op de Rotterdamse haven en de Maasvlakte 108
Hoofdstuk 17 — Gesloten bewijsloop en lock-in 115
Hoofdstuk 18 — Conclusies 122

Hoofdstuk 1 — Managementsamenvatting

1.1 Doel

Deze studie onderzoekt niet of kernenergie technisch elektriciteit kan leveren aan elektrolysers. Dat kan. De centrale vraag is of de volledige keten **kernenergie–elektriciteit–elektrolyse–waterstof** maatschappelijk, economisch en systeemtechnisch beter is dan alternatieven zoals **wind-elektrolyse**, **ammoniakimport**, **ammoniakkrakers**, **flexibele STEG's**, **batterijen**, **Delta21**, **vraagsturing** en **interconnectie**.

De hoofdconclusie is dat kernenergie-elektrolyse niet als vanzelfsprekende of bewezen waterstofroute mag worden behandeld. Zij kan pas als robuust worden beschouwd wanneer zij op volledige ketenkosten, dynamische systeemwerking, contractuele hardheid, risicoverdeling en kostenallocatie beter presteert dan de alternatieven.

Deze conclusie sluit aan bij de eerdere beoordelingsmatrix voor kernenergiestudies. Daarin is kernenergie niet aangemerkt als gewone techniekkeuze, maar als publieke systeemkeuze onder grote onzekerheid, waarbij systeemniveau, restvraag, chronologie, onzekerheden, alternatieven, markt, financiering en corrigeerbaarheid zichtbaar moeten worden gemaakt.

1.2 Elektrolysers zijn niet het probleem

De studie komt niet tot de conclusie dat elektrolysers onwenselijk zijn. Integendeel: elektrolysers kunnen een nuttige rol spelen in een systeem met veel wind en zon. Zij kunnen goedkope duurzame overschotten opnemen, waterstof produceren voor toepassingen waarvoor directe elektrificatie lastig is, en flexibiliteit toevoegen aan het elektriciteitssysteem.

Het probleem ontstaat wanneer elektrolysers een andere functie krijgen. Een elektrolyser die flexibel draait op goedkope Noordzee-wind is een nuttige systeemschakel. Een elektrolyser die wordt gebruikt als vaste afnamebasis voor kernenergie, verandert echter in een buffer voor een kapitaalintensieve centrale. Dan gaat het niet meer alleen om waterstofproductie, maar ook om het bedrijfseconomisch ondersteunen van kernenergie.

De elektrolyser is nuttig zolang hij flexibiliteit toevoegt; hij wordt problematisch wanneer hij als afnamegarantie voor kernenergie gaat dienen.

1.3 Niet de bruto vraag, maar de restvraag is beslissend

Voor kernenergie is niet de totale elektriciteitsvraag in 2040 of 2050 beslissend, maar de **economisch bruikbare restvraag** na wind, zon, opslag, interconnectie, vraagsturing, elektrolyse, import en flexibele centrales. Een hoge bruto elektriciteitsvraag bewijst nog niet dat kernenergie nodig is.

Een deel van de toekomstige elektriciteitsvraag wordt bovendien beleidsmatig gemaakt. Dat geldt vooral voor elektrolysers, synthetische brandstoffen, datacenters en industriële conversie. Als zulke beleidsmatig gemaakte vraag vervolgens wordt gebruikt om kernenergie te rechtvaardigen, ontstaat een risico op circulaire onderbouwing.

Welke restvraag blijft werkelijk over, hoe lang duurt die, hoe voorspelbaar is zij, en welke marktwaarde heeft zij?

De transitie zone is doorslaggevend. In een systeem met veel wind en zon ontstaan drie zones.

In overschoturen is er veel duurzame productie en zijn de prijzen laag of negatief. Kernenergie verliest daar opbrengstwaarde.

In tekorturen is er behoefte aan regelbaar vermogen. Kernenergie kan daar waarde hebben, maar concurreert met flexibele STEG's, ammoniak-STEG's, opslag, interconnectie en vraagsturing.

Daartussen ligt de transitie zone. Die zone bestaat niet uit één glad blok uren, maar uit perioden van enkele uren tot weken belasting, afgewisseld met perioden van enkele uren tot weken stilstand. Juist daar wordt de inzet van kernenergie, elektrolysers, opslag, batterijen, Delta21, STEG's en ammoniakroutes ingewikkeld.

Kerncentrales kunnen wel beheerst regelen, maar zijn geen gewone start-stopmachines. Hun start- en stopkosten zijn hoog, start- en stopduur zijn lang en minimum up en down time zijn aanzienlijk. Daarom mogen inkomsten uit deze transitie zone niet vanzelf aan kernenergie worden toegerekend. Zonder uurlijkse chronologische simulatie is nul waardering voor kernenergie in deze zone methodisch veiliger.

1.4 Kernenergie en elektrolyse hebben een contractuele mismatch

Een kerncentrale vraagt langjarige zekerheid. Zij heeft hoge investeringskosten, lange bouwtijd, hoge kapitaallasten en behoefte aan stabiele opbrengsten. Een elektrolyser heeft juist flexibiliteit nodig. De markt voor waterstof, ammoniakimport, ammoniakkrakers, certificaten, subsidies en industriële afname is nog volop in ontwikkeling.

Daarom is het onwaarschijnlijk dat een elektrolyser zich voor twintig tot veertig jaar hard wil vastleggen op stroom uit één kerncentrale tegen een prijs die de kerncentrale financierbaar maakt.

Geen lang contract, geen bankabele kerncentrale; wel een lang contract, geen vrije elektrolyser.

Deze mismatch maakt de route kernenergie-elektrolyse bedrijfseconomisch kwetsbaar.

1.5 Ammoniakimport is een dubbele systeemoptie

Ammoniakimport moet niet alleen worden gezien als route naar waterstof via kraken. Ammoniak kan drie functies vervullen:

1. waterstofdrager;
2. directe industriële grondstof of energiedrager
3. ammoniak als brandstof voor flexibele STEG's.

Daarmee concurreert ammoniakimport niet alleen met elektrolyse, maar ook met kernenergie als oplossing voor regelbaar vermogen. Als elektrolysers afregelen bij hoge stroomprijzen, kunnen ammoniakkrakers waterstof leveren. Als het elektriciteitssysteem tekort heeft, kunnen flexibele STEG's op ammoniak mogelijk regelbaar vermogen leveren.

De vraag wordt dan: **Is het verstandiger om in Nederland kernenergie te bouwen om elektrolysers te voeden, of om ammoniak te importeren en die flexibel in te zetten voor waterstoftekorten en regelbaar vermogen?**

1.6 Marginale kosten zijn niet hetzelfde als integrale kosten

De elektriciteitsmarkt en waterstofmarkt werken in de korte termijn vooral op marginale kosten. Wind en zon bieden goedkoop. Elektrolysers kunnen goedkoop produceren in uren met lage stroomprijzen. Kernenergie heeft lage variabele kosten. Batterijen en Delta21 reageren op prijsverschillen. Flexibele STEG's draaien in tekorturen.

Maar de vaste kosten verdwijnen niet. Kerncentrales, elektrolysers, batterijen, Delta21, netten, waterstofleidingen, ammoniakterminals, krakers en back-up vermogen moeten worden gebouwd, gefinancierd en onderhouden.

Daarom kan een systeem op korte termijn efficiënt lijken, terwijl de lange termijn systeemkosten hoog zijn.

De markt op marginale kosten is geschikt voor dispatch, maar onvoldoende voor de keuze van kapitaalintensieve systeeminvesteringen.

Short term minimal costs kunnen samengaan met long term high costs.

1.7 Regulatory risk is een zelfstandige systeemfactor

Een belangrijk risico is dat de overheid eerst investeringen uitlokt en daarna het speelveld verandert. Dat risico is bekend uit de elektriciteitssector. Partijen worden verleid tot investeringen in kolencentrales, wind, zon, opslag, elektrolysers of kernenergie, waarna beleid, marktregels, CO_2-prijzen, subsidies of sluitingsbesluiten veranderen.

Voor investeerders ontstaat dan het beeld van een onbetrouwbare overheid. Voor burgers ontstaat het spiegelbeeldige risico: verliezen en vaste kosten worden later via garanties,

Een overheid die kapitaalintensieve investeringen stimuleert zonder stabiel, transparant en toetsbaar marktmodel vergroot zelf het regulatory risk.

1.8 Kleinverbruikers mogen geen stille sluitpost worden

Als marktpartijen geen langjarige contracten willen sluiten, ontstaat de verleiding om risico's publiek te maken. Dat kan via subsidies, garanties, nettarieven, capaciteitsvergoedingen of belastingen.

Maar huishoudens en kleine bedrijven hebben geen directe onderhandelingspositie in contracten tussen kerncentrales, elektrolysers, industriële afnemers, ammoniakimporteurs en

netbeheerders. Zij mogen daarom niet stilzwijgend de sluitpost worden van hoge systeemkosten.

Wat contractueel niet bij de elektrolyser of industriële afnemer kan worden belegd, mag niet stilzwijgend bij kleinverbruikers terechtkomen.

1.9 Rotterdamse haven en Maasvlakte

De Rotterdamse haven is de plek waar de abstracte systeemvraag concreet wordt. Hier komen wind op zee, elektrolyse, waterstofleidingen, ammoniakimport, industriële afname, opslag, flexibele centrales en de discussie over kernenergie of SMR's op de Maasvlakte samen.

De strategische vraag voor de Havendialoog luidt:

Wordt grootschalige elektrolyse in de Rotterdamse haven later de feitelijke afnamegarantie voor kernenergie op de Maasvlakte?

Als het antwoord nee is, moet worden geborgd dat elektrolysers flexibel blijven en vooral draaien op goedkope duurzame stroom. Als het antwoord ja is, moet eerst worden aangetoond dat de volledige keten kernenergie-elektrolyse-waterstof beter is dan Noordzee-elektrolyse, ammoniakimport, flexibele STEG's, batterijen, Delta21, vraagsturing en interconnectie.

1.10 Een gekoppeld chronologisch model is noodzakelijk

Deze vraag kan niet met eenvoudige kengetallen, jaargemiddelden of een gewone jaarduurkromme worden beslecht. Dispatch is van oudsher chronologisch. Maar door grote opslagvolumes, waterstof, ammoniak, elektrolysers, Delta21, batterijen en start-stopbeperkingen wordt het probleem uitstelbaar in tijd en multi-market.

Een verantwoord model moet de volgende markten koppelen:

elektriciteitsmarkt;
waterstofmarkt;
ammoniakmarkt;
flexibiliteitsmarkt;
markt voor leveringszekerheid.

Het model moet uur voor uur bepalen wanneer elektrolysers draaien, wanneer ammoniakkrakers leveren, wanneer opslag laadt of ontlaadt, wanneer STEG's starten, wanneer Delta21 wordt ingezet, wanneer kernenergie werkelijk waarde heeft en wanneer ammoniak-STEG's nodig zijn.

Maar een model bouwen is niet genoeg. De invoer, aannames en rekenmethoden moeten breed worden gedragen. Dit mag niet worden overgelaten aan één adviesbureau. Er is een onafhankelijk multidisciplinair programma nodig met specialisten uit elektriciteitsmarkt, netbeheer, kernenergie, elektrolyse, ammoniak, STEG's, opslag, Delta21, waterstofvraag, financiering, systeemveiligheid, regelgeving en maatschappelijke kostenverdeling.

1.11 Eindconclusie

De combinatie kernenergie-elektrolyse is technisch denkbaar, maar niet bewezen als beste systeemroute. Zij rust op onzekerheden over vraag, restvraag, bouwtijd, investering, rente, projectuitloop, marktwaarde, contractuele hardheid, publieke garanties, kostenallocatie en concurrentie met alternatieven.

De vraag is niet of kernenergie waterstof kan maken. De vraag is of kernenergie-elektrolyse onder volledige ketenkosten, dynamische systeemwerking, contractuele hardheid en eerlijke risicoverdeling beter is dan een flexibel systeem met wind op zee, ammoniakimport, flexibele STEG's, batterijen, Delta21, vraagsturing en interconnectie. Zolang dat niet overtuigend is aangetoond, kan kernenergie-elektrolyse niet als noodzakelijke of bewezen route worden beschouwd.

Hoofdstuk 2 — Aanleiding en centrale vraag

2.1 Aanleiding

De Nederlandse energietransitie wordt steeds vaker besproken als een samenhangend vraagstuk van elektriciteit, waterstof, industrie, infrastructuur en import van energiedragers. Wind op zee, elektrolysers, kernenergie, SMR's, ammoniakimport, waterstofleidingen, netverzwaring, batterijen en flexibele centrales worden daarbij vaak als afzonderlijke bouwstenen behandeld. In werkelijkheid beïnvloeden deze bouwstenen elkaar sterk. De keuze voor de ene schakel kan de noodzaak van een andere schakel vergroten of juist verkleinen.

De discussie over elektrolysers laat dat duidelijk zien. Elektrolysers kunnen een nuttige rol spelen in een energiesysteem met veel wind en zon. Zij kunnen goedkope duurzame overschotten opnemen en omzetten in waterstof voor toepassingen waarvoor directe elektrificatie lastig is. Daarmee kunnen zij bijdragen aan systeemflexibiliteit en industriële verduurzaming. Het probleem ligt dus niet bij de elektrolyser als techniek. Het probleem ontstaat wanneer elektrolysers beleidsmatig of economisch worden gebruikt als structurele afnamebasis voor nieuwe kerncentrales of SMR's.

Daarmee ontstaat een bredere systeemvraag. Als grootschalige elektrolyse de toekomstige elektriciteitsvraag verhoogt, kan die hogere vraag vervolgens worden gebruikt als argument voor nieuwe kernenergie. Tegelijk heeft kernenergie, door haar hoge kapitaalkosten en behoefte aan veel draaiuren, belang bij een stabiele en grote afnemer. Elektrolysers kunnen dan worden opgevoerd als oplossing voor de bedrijfseconomische positie van de kerncentrale. Zo kan een gesloten redenering ontstaan: de elektrolyser rechtvaardigt de kerncentrale, terwijl de kerncentrale de elektrolyser van continue stroom moet voorzien.

Deze redenering is niet vanzelf onjuist, maar zij moet wel expliciet worden getoetst. Het is onvoldoende om te stellen dat kernenergie technisch stroom kan leveren aan elektrolysers. Dat kan. De echte vraag is of de volledige keten — kernenergie, elektriciteit, elektrolyse, waterstof, opslag, transport en afname — maatschappelijk en economisch sterker is dan alternatieven. Daarbij moet vooral worden gekeken naar import van ammoniak of andere waterstofdragers uit gebieden met gunstiger zon- en windcondities, en naar flexibele elektriciteitsopties zoals STEG's waarvan de gasturbine afzonderlijk als piekmachine kan draaien.

Deze studie sluit aan bij de eerder opgestelde beoordelingsmatrix voor kernenergiestudies. Daarin is vastgesteld dat kernenergie geen gewone techniekkeuze is, maar een publieke systeemkeuze onder grote onzekerheid. De kwaliteit van de afweging wordt niet bepaald door de vraag of men vóór of tegen kernenergie is, maar door de mate waarin systeemniveau, restvraag, chronologie, onzekerheden, alternatieven, financiering en corrigeerbaarheid zichtbaar worden gemaakt.

2.2 Waarom een afzonderlijke studie nodig is

De combinatie van kernenergie en elektrolyse wordt vaak gepresenteerd als logisch: kernenergie levert continue CO_2-arme elektriciteit en elektrolysers vragen veel elektriciteit. Maar die eenvoudige koppeling verbergt meerdere onzekerheden. Ten eerste is de toekomstige elektriciteitsvraag in Nederland onzeker. Een deel van die vraag is niet

autonoom, maar wordt door beleid gemaakt: elektrificatie, waterstof, synthetische brandstoffen, datacenters en industriële conversie. Ten tweede is niet de bruto elektriciteitsvraag beslissend, maar de restvraag na wind, zon, opslag, interconnectie, vraagsturing en flexibele productie.

Juist die restvraag is onzeker. In een systeem met veel duurzame opwek kunnen perioden ontstaan met tekorten, maar ook lange perioden met overschotten en lage prijzen. In tekorturen heeft kernenergie waarde. In overschoturen verliest kernenergie opbrengstwaarde, terwijl elektrolysers juist dan aantrekkelijk kunnen produceren. In een beperkt aantal uren kan kernenergie zelf in de marge staan en moet zij concurreren met opslag, flexibele STEG's, interconnectie of vraagsturing. De economische positie van kernenergie hangt daarom niet alleen af van de gemiddelde kostprijs per MWh, maar van de chronologie van het systeem.

Daarnaast is de waterstofmarkt zelf geen eenvoudige markt. Zij kan bestaan uit meerdere aanbieders: elektrolysers die produceren wanneer stroom goedkoop is, en krakers van geïmporteerde ammoniak die de tekorten aanvullen wanneer elektrolyse onvoldoende levert. In zo'n markt kunnen elektrolysers operationeel winnen op marginale kosten, zelfs wanneer hun integrale kosten hoger zijn. De vaste kosten van elektrolysers, netaansluitingen, subsidies of publieke garanties kunnen dan buiten de biedprijs blijven. Daardoor kan de marktuitkomst verhullen welke route maatschappelijk het goedkoopst is.

Daarbij moet ammoniakimport niet alleen worden beschouwd als route naar waterstof via kraken, maar ook als mogelijke brandstof voor regelbaar vermogen in flexibele STEG's. Daarmee kan ammoniak zowel de waterstofmarkt als de elektriciteitsmarkt bedienen.

Daarom is een afzonderlijke studie nodig. Niet om elektrolyse af te wijzen, en ook niet om kernenergie op voorhand uit te sluiten, maar om de volledige keten zichtbaar te maken. De vraag is niet welke techniek op papier de laagste kostprijs heeft, maar welke combinatie van elektriciteitsproductie, flexibiliteit, waterstofproductie, ammoniakimport, infrastructuur en risicoverdeling het meest robuust is.

2.3 Centrale vraag

De centrale vraag van deze studie luidt:

Is de combinatie van kernenergie en elektrolyse een maatschappelijk, economisch en systeemtechnisch robuuste route voor de Nederlandse waterstofvoorziening en elektriciteitsvoorziening, of vormen wind op zee, ammoniakimport, flexibele STEG's, batterijen en vraagsturing samen een beter alternatief?

Deze vraag wordt in de studie uitgewerkt via vier cases:

1. Past kernenergie in een elektriciteitssysteem met veel wind, zon, opslag, interconnectie, vraagsturing en flexibele STEG's?
2. Kan 1.000 MWe kernenergie, gekoppeld aan 1.000 MWe elektrolyse, concurreren met waterstof uit geïmporteerde ammoniak?
3. Kan kernenergie, wanneer zij slechts gedurende een beperkt aantal marginale uren economisch beschikbaar is, nog zinvol bijdragen aan elektrolyse?
4. Kunnen elektrolysers het regelgedrag van kerncentrales verlichten, en zo ja, wie betaalt dan voor die systeemdienst?

Deze vier vragen voorkomen dat verschillende redeneringen door elkaar gaan lopen. Kernenergie kan technisch geschikt zijn voor continue productie, maar dat betekent nog niet dat zij economisch past in een duurzaam systeem. Elektrolysers kunnen nuttig zijn als flexibele afnemers, maar dat betekent nog niet dat zij een goede afnamegarantie vormen voor kerncentrales. Ammoniakimport brengt conversieverliezen en veiligheidsvragen met zich mee, maar kan toch goedkoper of robuuster zijn wanneer productie plaatsvindt in landen met betere zon- en windcondities.

2.4 Werkhypothese

De werkhypothese van deze studie is dat de combinatie van kernenergie en elektrolyse alleen verdedigbaar is wanneer zij aan drie voorwaarden voldoet.

1. Ten eerste moet kernenergie zelf passen in het toekomstige Nederlandse elektriciteitssysteem. Dat betekent dat er voldoende langdurige en voorspelbare restvraag moet zijn tegen prijzen die de hoge vaste kosten kunnen dragen.
2. Ten tweede moet waterstof uit kernenergie en elektrolyse kunnen concurreren met alternatieven zoals geïmporteerde ammoniak, waterstofdragers, blauwe waterstof met CO_2-afvang, directe elektrificatie en flexibele centrales.
3. Ten derde moeten kosten en risico’s helder worden toegerekend. Er mag geen verborgen kruis subsidie ontstaan waarbij elektrolysers of kerncentrales goedkoop lijken doordat kosten via nettarieven, publieke garanties, subsidies of capaciteitsmechanismen bij andere stroomafnemers of belastingbetalers terechtkomen.

De studie vertrekt daarmee vanuit een eenvoudige maar belangrijke gedachte:

De elektrolyser is geen probleem zolang hij flexibiliteit toevoegt. Hij wordt een probleem wanneer hij als afnamegarantie voor kernenergie gaat dienen zonder volledige toets op kosten, alternatieven en risicoverdeling.

Hoofdstuk 3 — Afbakening: ketenvergelijking, geen techniekdebat

3.1 Doel van de afbakening

Deze studie is geen algemeen pleidooi vóór of tegen kernenergie, waterstof, elektrolyse of ammoniakimport. De studie onderzoekt een specifieke systeemvraag: **is de keten kernenergie–elektrolyse–waterstof voor Nederland maatschappelijk, economisch en technisch robuuster dan alternatieve routes, in het bijzonder import van ammoniak of andere waterstofdragers?**

Daarmee wordt bewust gekozen voor een ketenvergelijking. Het gaat niet om de vraag of een kerncentrale technisch elektriciteit kan produceren, of een elektrolyser technisch waterstof kan maken, of ammoniak technisch kan worden gekraakt. Dat kan allemaal. De relevante vraag is of de volledige route, inclusief investeringen, verliezen, infrastructuur, marktwerking, risico's, contracten en systeemkosten, beter presteert dan de alternatieven.

Deze afbakening sluit aan bij de eerder opgestelde beoordelingsmatrix voor kernenergiestudies. Daarin is als kernboodschap geformuleerd dat kernenergie geen gewone techniekkeuze is, maar een publieke systeemkeuze onder grote onzekerheid. De kwaliteit van een analyse wordt daarom bepaald door de mate waarin systeemniveau, restvraag, chronologie, onzekerheden, alternatieven, financiering en corrigeerbaarheid zichtbaar worden gemaakt.

3.2 Geen losse techniekvergelijking

Een losse techniekvergelijking kan misleidend zijn. Wanneer men alleen kijkt naar de kostprijs van een MWh kernenergie, een kilogram waterstof uit elektrolyse of een ton geïmporteerde ammoniak, blijft buiten beeld hoe deze technieken in het systeem functioneren. Een kerncentrale heeft hoge vaste kosten en lage variabele kosten. Een elektrolyser heeft lage marginale kosten wanneer stroom goedkoop is, maar hoge vaste kosten en een sterke afhankelijkheid van draaiuren. Een ammoniakroute heeft eigen kosten voor productie, synthese, transport, opslag, kraken en waterstofafscheiding.

De studie vergelijkt daarom geen technieken naast elkaar, maar ketens binnen een systeem. Het verschil is wezenlijk. Een techniek kan op zichzelf aantrekkelijk lijken, maar in de keten duurder worden. Omgekeerd kan een route met conversieverliezen, zoals ammoniakimport, toch aantrekkelijk zijn wanneer de productie plaatsvindt in gebieden met veel goedkopere zon en wind, meer ruimte en hogere vollasturen.

De vraag is: :Welke keten levert onder realistische systeemcondities de meest robuuste, betaalbare en corrigeerbare oplossing?

3.3 De te vergelijken ketens

De studie vergelijkt drie hoofd routes voor de toekomstige waterstofvoorziening.

De eerste route is de binnenlandse nucleaire elektrolyseroute:

1 kernenergie → elektriciteit → elektrolyse → waterstof → opslag, transport en gebruik.

Deze route vraagt om een grote kerncentrale of SMR, een aansluiting op het elektriciteitssysteem of een directe koppeling met elektrolysers, grote elektrolysecapaciteit, waterstofafvoer, opslag of directe industriële afname. De route is gevoelig voor bouwtijd, rente, bouwkosten, marktwaarde, vollasturen, contractuele afname en publieke garanties.

De tweede route is de binnenlandse Noordzee-route:

2 wind op de Noordzee → aanlanding, netkoppeling of directe verbinding → elektrolyse → waterstof → opslag, transport en gebruik.

Deze route sluit aan bij de Nederlandse inzet op wind op zee en groene waterstof. Elektrolysers kunnen hierbij een nuttige rol spelen wanneer zij vooral draaien op momenten met veel windproductie en lage elektriciteitsprijzen. Zij kunnen dan overschotten benutten, congestie beperken en moleculen produceren voor sectoren die moeilijk direct te elektrificeren zijn. Tegelijk is ook deze route niet vanzelfsprekend. Er moet worden onderzocht of de windstroom beter rechtstreeks aan het elektriciteitsnet kan worden geleverd, of dat omzetting naar waterstof maatschappelijk meer waarde heeft. Ook moet duidelijk zijn hoe vollasturen, netkosten, aansluiting, subsidies, certificering, opslag en afname worden geregeld.

De derde route is de ammoniakroute:

3 hernieuwbare elektriciteit in gunstige productiegebieden → elektrolyse → ammoniaksynthese → transport naar Nederland → direct gebruik of kraken naar waterstof.

Deze route vraagt om productie in exportlanden, ammoniaksynthese, opslag, zeetransport, importterminals, veiligheidsvoorzieningen, krakers en waterstofafscheiding. De route is gevoelig voor importafhankelijkheid, internationale contracten, transportkosten, conversieverliezen, veiligheid en geopolitieke risico’s. Daar staat tegenover dat productie in gebieden met betere zon- en windcondities, meer ruimte en mogelijk hogere vollasturen goedkoper kan zijn dan productie in Nederland.

In die variant wordt ammoniak niet eerst gekraakt naar waterstof, maar gebruikt als brandstof voor flexibele STEG’s. Daarmee krijgt ammoniak een dubbele systeemfunctie: zij kan dienen als waterstofdrager voor de industrie én als energiedrager voor regelbare elektriciteitsproductie. Deze variant is vooral relevant wanneer de restvraag grillig is en niet vraagt om continu basislastvermogen, maar om flexibel inzetbaar vermogen in tekorturen.

De studie vergelijkt deze drie routes als volledige ketens. Dat betekent dat niet alleen de kostprijs van elektriciteit of waterstof wordt bekeken, maar ook de investeringen, infrastructuur, verliezen, neteffecten, leveringszekerheid, veiligheid, risicoverdeling en corrigeerbaarheid. Daarmee sluit de studie aan bij het eerder gekozen beoordelingskader, waarin systeemniveau, restvraag, chronologie, onzekerheden, alternatieven, markt en financiering als noodzakelijke toets criteria zijn benoemd.

3.4 De elektriciteitsmarkt en de waterstofmarkt worden gekoppeld

Een belangrijk uitgangspunt is dat deze studie twee markten aan elkaar koppelt: de elektriciteitsmarkt en de waterstofmarkt. Elektrolysers vormen de schakel tussen beide markten. Zij kopen elektriciteit en produceren waterstof. Daardoor reageren zij op stroomprijzen. Bij lage stroomprijzen kunnen zij veel produceren; bij hoge stroomprijzen zullen zij minder draaien of stoppen.

De waterstofmarkt kan daarnaast worden bediend door krakers van geïmporteerde ammoniak. In dat geval ontstaat een markt met twee typen aanbieders: elektrolysers en ammoniakkrakers. Elektrolysers produceren wanneer stroom goedkoop is. Ammoniakkrakers vullen de tekorten aan wanneer elektrolysers onvoldoende produceren.

Dat marktbeeld is belangrijk. Elektrolysers kunnen operationeel winnen op marginale kosten, ook wanneer hun integrale kosten hoger zijn. De investering in elektrolysers, netaansluitingen, subsidies of garanties zit dan niet volledig in de biedprijs. Daardoor kan de marktuitkomst laten zien dat elektrolysers vaak produceren, zonder dat daarmee bewezen is dat elektrolyse maatschappelijk de goedkoopste waterstofroute is.

De studie maakt daarom steeds onderscheid tussen marginale kosten in de markt en integrale maatschappelijke ketenkosten.

Dat onderscheid is cruciaal. Een route die op marginale kosten wint, hoeft op integrale kosten niet de beste systeemkeuze te zijn.

3.5 Flexibiliteit als derde systeem laag, naast elektriciteit en ammoniak

Naast elektriciteit en waterstof is er een derde systeem laag: flexibiliteit. Een elektriciteitssysteem met veel wind en zon vraagt regelvermogen, opslag, vraagsturing, interconnectie en flexibele productie. Kernenergie moet daarom niet alleen worden vergeleken met elektrolysers of ammoniakimport, maar ook met alternatieven die de restvraag kunnen opvangen.

In deze studie worden gasturbines niet als aparte hoofdcategorie behandeld. Voor de eenvoud wordt gewerkt met **flexibele STEG's**, waarbij de gasturbine ook afzonderlijk als piekmachine kan worden bedreven. Daardoor kan één installatie twee functies vervullen: efficiënt STEG-bedrijf bij langere restvraagperioden en snelle piekproductie wanneer korte tekorten optreden.

Naast flexibele STEG's worden ook batterijen, vraagsturing, opslag en interconnectie als relevante flexibiliteitsopties beschouwd. Batterijen kunnen de kortdurende dynamiek van de restvraag dempen. Vraagsturing kan verbruik verplaatsen. Interconnectie kan overschotten en tekorten deels uitmiddelen. Elektrolysers kunnen eveneens flexibiliteit leveren, maar alleen zolang zij niet veranderen in een vaste afnamebasis voor kernenergie.

Is kernenergie nodig als basis voor elektrolyse, of kunnen flexibele STEG's, batterijen, vraagsturing, interconnectie en ammoniakimport samen een robuuster systeem vormen?

3.6 Wat deze studie wel onderzoekt

Deze studie onderzoekt vier hoofdvragen.

Ten eerste wordt onderzocht of kernenergie past in een elektriciteitssysteem met veel wind, zon, opslag, interconnectie, vraagsturing en flexibele STEG's. Daarbij gaat het vooral om restvraag, vollasturen, lage prijzen, overschotten, tekorturen en de marktwaarde van continue productie.

Ten tweede wordt onderzocht of 1.000 MWe kernenergie gekoppeld aan 1.000 MWe elektrolyse kan concurreren met waterstof uit geïmporteerde ammoniak. Daarbij gaat het om volledige ketenkosten en niet alleen om de kostprijs van elektriciteit of waterstof afzonderlijk.

Ten derde wordt onderzocht of kernenergie, wanneer zij slechts gedurende een beperkt aantal marginale uren economisch beschikbaar is, nog zinvol kan bijdragen aan elektrolyse. Deze vraag is belangrijk omdat elektrolysers veel draaiuren nodig hebben om hun kapitaalkosten terug te verdienen.

Ten vierde wordt onderzocht of elektrolysers het regelgedrag van kerncentrales kunnen verlichten. Technisch kan een elektrolyser fungeren als regelbare afnemer, zodat een kerncentrale minder hoeft terug te regelen of minder vaak hoeft te stoppen. Maar die functie heeft een prijs. De studie onderzoekt daarom of de elektrolyser dan vooral waterstofproducent is, of ook systeemdienst levert aan de kerncentrale.

3.7 Wat deze studie niet onderzoekt

Deze studie is geen volledige veiligheidsstudie naar kerncentrales, SMR's, ammoniakopslag of waterstofleidingen. Veiligheid komt wel aan de orde voor zover zij de ketenvergelijking beïnvloedt, bijvoorbeeld bij ammoniakimport, waterstofopslag, kraken, transport en systeemveiligheid in de haven.

De studie is ook geen technische ontwerpstudie van een kerncentrale, elektrolyser, ammoniakterminal, kraker of STEG. Er worden geen detailontwerpen gemaakt. Het gaat om systeemlogica, marktwerking, kostenallocatie en risicoverdeling.

De studie is evenmin een locatiekeuzestudie voor Borssele, de Maasvlakte of andere locaties. Locaties kunnen wel als voorbeeld worden gebruikt, vooral omdat de Rotterdamse haven en de Maasvlakte relevant zijn voor wind op zee, elektrolyse, waterstofinfrastructuur, ammoniakimport en mogelijke kernenergie. Maar de centrale vraag blijft de ketenvergelijking.

Tot slot is de studie geen juridisch beroepschrift tegen een concrete vergunning. Vergunningprocedures beoordelen doorgaans een inrichting of project binnen een afgebakende wettelijke context. Deze studie richt zich op de bredere systeemvraag die voorafgaand aan zulke besluiten zichtbaar moet zijn.

3.8 De normatieve grens van de studie

De studie vertrekt vanuit een eenvoudige normatieve eis: een route mag pas als noodzakelijk of wenselijk worden gepresenteerd wanneer zij eerlijk is vergeleken met alternatieven. Dat betekent dat kosten, risico's en baten zichtbaar moeten worden toegerekend.

Wanneer kernenergie en elektrolyse worden gecombineerd, moeten de kosten van kerncentrales, elektrolysers, netten, garanties, subsidies en systeemdiensten niet verdwijnen in algemene tarieven of publieke risico's. Anders kan een verborgen kruis subsidie ontstaan. Dan lijkt waterstof uit elektrolyse goedkoper dan zij werkelijk is, omdat een deel van de kosten door andere stroomafnemers of belastingbetalers wordt gedragen.

De studie vraagt daarom steeds:

Wie betaalt?
Wie profiteert?
Wie draagt het risico?
En kan de gekozen route nog worden gecorrigeerd wanneer de aannames niet uitkomen?

3.9 Kern van de afbakening

De kern van deze afbakening is dat de studie niet begint bij een voorkeur voor een techniek, maar bij de werking van het systeem. Kernenergie, elektrolyse, ammoniakimport, flexibele STEG's, batterijen en vraagsturing worden niet beoordeeld als losse bouwstenen, maar als onderdelen van samenhangende ketens.

Deze studie vergelijkt geen losse technieken, maar volledige ketens van elektriciteitsproductie, flexibiliteit, waterstofproductie, ammoniakimport, infrastructuur, marktwerking en risicoverdeling.

Daarmee wordt voorkomen dat een techniek goedkoop lijkt omdat kosten of risico's buiten de analyse blijven.

Hoofdstuk 4 — Beoordelingskader

4.1 Doel van het beoordelingskader

Deze studie vergelijkt geen losse technieken, maar volledige ketens. Daarom is een breder beoordelingskader nodig dan alleen een vergelijking van kostprijzen per MWh elektriciteit of per kilogram waterstof. De vraag is niet of kernenergie, elektrolyse, wind op zee, ammoniakimport, batterijen of flexibele STEG's technisch kunnen functioneren. Dat kunnen zij in beginsel allemaal. De vraag is welke combinatie onder Nederlandse systeemcondities het meest robuust, betaalbaar, tijdig, veilig en corrigeerbaar is.

Het beoordelingskader sluit aan bij de eerder opgestelde matrix voor kernenergiestudies. Daarin is kernenergie benoemd als een publieke systeemkeuze onder grote onzekerheid, waarbij niet de houding vóór of tegen kernenergie beslissend is, maar de kwaliteit van de systeemafweging. Een goede studie moet daarom systeemniveau, restvraag, chronologie, onzekerheden, alternatieven, markt, financiering, veiligheid, corrigeerbaarheid en timing zichtbaar maken.

4.2 Systeemniveau

De eerste toets is of de keten op systeemniveau wordt beoordeeld. Kernenergie kan niet als losse centrale worden beoordeeld, elektrolyse niet als losse fabriek en ammoniakimport niet als losse importstroom. Elke route heeft gevolgen voor elektriciteitsnetten, waterstofnetten, opslag, havens, industrie, marktprijzen, regelvermogen en publieke risico's. Ammoniakimport wordt niet alleen beoordeeld als moleculenroute naar waterstof, maar ook als mogelijke route naar regelbaar vermogen in het elektriciteitssysteem.

Voor deze studie betekent dit dat de volgende routes als systeemketens worden beschouwd:

kernenergie → elektriciteit → elektrolyse → waterstof → opslag, transport en gebruik;

wind op de Noordzee → elektriciteit → elektrolyse → waterstof → opslag, transport en gebruik;

hernieuwbare productie in exportlanden → waterstof → ammoniak → transport → direct gebruik of kraken naar waterstof.

Wordt de volledige keten beoordeeld, of slechts één schakel?

Een route die aantrekkelijk lijkt op één schakel kan op systeemniveau minder gunstig zijn. Omgekeerd kan een route met extra conversiestappen, zoals ammoniakimport, op systeemniveau toch aantrekkelijk zijn wanneer de productie plaatsvindt in landen met veel lagere kosten voor zon en wind.

4.3 Restvraag na duurzame opwek

De tweede toets is de restvraag. Niet de bruto elektriciteitsvraag in 2040 of 2050 is beslissend, maar de vraag die overblijft na wind, zon, opslag, interconnectie, vraagsturing,

flexibele afname en import of export. Deze restvraag bepaalt of er behoefte is aan continue productie, flexibel vermogen, opslag, moleculen of een combinatie daarvan.

Voor kernenergie is dit cruciaal. Een kerncentrale heeft veel draaiuren en voldoende marktwaarde nodig. Als de restvraag groot, langdurig en voorspelbaar is, kan kernenergie een rol krijgen. Als de restvraag klein, grillig en prijsvolatiel is, ontstaat een probleem: de centrale verliest opbrengstwaarde in overschoturen en heeft in tekorturen concurrentie van flexibele alternatieven.

Hoe groot, hoe langdurig, hoe voorspelbaar en hoe waardevol is de restvraag waarvoor kernenergie wordt voorgesteld?

Hierbij moet ook worden onderkend dat een deel van de toekomstige elektriciteitsvraag beleidsmatig wordt gemaakt, bijvoorbeeld door elektrolysers, synthetische brandstoffen, datacenters en industriële conversie. In de beoordelingsmatrix is daarom terecht benadrukt dat de toekomstige vraag niet zonder meer als autonome groei mag worden behandeld.

4.4 Chronologie en bedrijfsvoering

De derde toets is chronologie. Gemiddelde jaarcijfers zijn onvoldoende. Een energiesysteem met veel wind en zon moet per uur of per periode worden beoordeeld. Er zijn uren met overschot, uren met tekort en uren waarin verschillende technologieën in de marge staan.

Voor deze studie is de volgende driedeling richtinggevend:

gedurende een groot deel van het jaar kan er tekort zijn aan CO_2-arme elektriciteit;
gedurende een ander groot deel van het jaar kan er veel wind- en zonnestroom zijn met lage of negatieve prijzen;
gedurende een beperkt aantal uren kan kernenergie zelf in de marge staan en moet zij concurreren met opslag, flexibele STEG’s, interconnectie of vraagsturing.

Deze chronologie bepaalt de waarde van kernenergie en elektrolyse. Elektrolysers produceren het goedkoopst bij lage stroomprijzen. Kernenergie heeft juist behoefte aan stabiele opbrengsten over veel uren. Die twee logica’s vallen niet vanzelf samen.

Worden vollasturen, starts en stops, deellast, terugregelen, marktprijzen en inzetprofielen expliciet beoordeeld?

4.5 Volledige ketenkosten

De vierde toets betreft de volledige kosten van de keten. Bij kernenergie gaat het niet alleen om de bouwkosten van de centrale, maar ook om rente, bouwtijd, uitloop, publieke garanties, netaansluiting, de marktwaarde van de stroom en het risico van lagere benutting. Bij elektrolyse gaat het niet alleen om de stroomprijs, maar ook om de investering in elektrolysers, aansluiting, waterbehandeling, compressie, opslag, vollasturen en subsidies. Bij ammoniakimport gaat het niet alleen om de prijs van ammoniak, maar ook om synthese, transport, opslag, veiligheid, kraken, waterstofafscheiding en importzekerheid. Voor ammoniak als brandstof voor STEG’s moeten ook verbrandingsrendement, NOx-beheersing, opslag, veiligheid, brandstofkosten, beschikbaarheid en emissiebeheersing worden meegenomen.

Worden alle kosten van productie, conversie, infrastructuur, transport, opslag, financiering en risico meegenomen?

Een belangrijke sub toets is het onderscheid tussen marginale kosten en integrale kosten. Elektrolysers kunnen in de waterstofmarkt winnen op marginale kosten wanneer stroom goedkoop is. Dat bewijst echter niet dat de elektrolyseroute ook op integrale maatschappelijke kosten de goedkoopste route is. Als investeringen, subsidies, garanties of netkosten elders worden ondergebracht, geeft de marktprijs geen volledig beeld.

4.6 Marktwerking en gekoppelde markten

De vijfde toets is marktwerking. Deze studie koppelt de elektriciteitsmarkt aan de waterstofmarkt en de ammoniakmarkt. Elektrolysers kopen elektriciteit en verkopen waterstof. Ammoniakkrakers kopen geïmporteerde ammoniak en leveren waterstof wanneer elektrolysers onvoldoende produceren. Flexibele STEG's, batterijen, vraagsturing en interconnectie beïnvloeden de elektriciteitsprijzen en daarmee ook de inzet van elektrolysers.

Daardoor ontstaat geen eenvoudige markt. Een elektrolyser kan goedkoop bieden wanneer stroom goedkoop is, terwijl een ammoniakkraker de leveringszekerheid levert in de uren waarin elektrolyse niet produceert. De vraag is dan wie de vaste kosten van beschikbaarheid draagt.

Wordt de marktuitkomst verklaard vanuit marginale bieding, of wordt ook beoordeeld wie de vaste kosten, beschikbaarheidskosten en systeemkosten draagt?

Dit is essentieel om te voorkomen dat een route goedkoop lijkt omdat een andere route de achtervang verzorgt.

4.7 Alternatieven

De zesde toets is de alternatieven afweging. Kernenergie moet niet alleen worden vergeleken met wind en zon, maar met volledige systeemalternatieven. Daarbij horen:

elektrolyse op basis van wind op de Noordzee;
ammoniakimport en eventueel kraken naar waterstof;
directe inzet van ammoniak als grondstof of energiedrager;
flexibele STEG's waarvan de gasturbine ook afzonderlijk als piekmachine kan draaien;
flexibele STEG's op aardgas, waterstof of ammoniak, waarbij de gasturbine desgewenst afzonderlijk als piekmachine kan worden bedreven.
batterijen;
opslag;
vraagsturing;
interconnectie;
besparing en directe elektrificatie;
tijdelijke of blijvende inzet van blauwe waterstof met CO_2-afvang.

Wordt kernenergie vergeleken met realistische alternatieve systeemcombinaties, of alleen met afzonderlijke technieken?

Deze toets is van belang omdat een systeem zonder kernenergie niet hetzelfde is als een systeem zonder regelbaar vermogen. De echte vergelijking is: welk pakket van productie, flexibiliteit en moleculen levert de beste uitkomst?

4.8 Onzekerheden

De zevende toets betreft onzekerheden. Voor kernenergie zijn die onzekerheden groot: vraagontwikkeling, restvraag, bouwkosten, rente, bouwtijd, uitloop, vergunningen, publieke acceptatie, leverancierscapaciteit, marktprijzen, vollasturen, beleid en contractuele afname. Voor SMR's komen daar onzekerheden bij over commerciële beschikbaarheid, serieproductie, kostendaling en vergunningverlening.

Ook de alternatieven hebben onzekerheden. Wind op zee kent ecologische grenzen, netinpassing en ruimtelijke beperkingen. Ammoniakimport kent geopolitieke risico's, veiligheidsvragen, importafhankelijkheid en onzekerheden over wereldmarktprijzen. Flexibele STEG's kennen onzekerheden over brandstofprijzen, CO_2-prijzen en toekomstige inzet van waterstof of ammoniak als brandstof.

Worden onzekerheden expliciet gemaakt en gevoelig doorgerekend, of worden puntwaarden gebruikt alsof de toekomst vastligt?

Juist bij keuzes met een levensduur van tientallen jaren moet worden voorkomen dat één toekomstbeeld beslissend wordt gemaakt.

4.9 Financiering, contracten en risicoverdeling

De achtste toets is financiering. Kernenergie is zeer kapitaalintensief. De uitkomst hangt sterk af van rente, WACC, publieke garanties, contract for difference, capaciteitsvergoeding, bouwrisico en politieke zekerheid. Elektrolysers vragen eveneens hoge investeringen en hebben voldoende draaiuren nodig. Ammoniakimport vraagt minder binnenlandse elektriciteitsproductie, maar wel investeringen in terminals, opslag, krakers en contracten.

Wie financiert de keten, wie draagt het bouwrisico, wie draagt het marktrisico en wie betaalt wanneer de aannames niet uitkomen?

Voor kernenergie en elektrolyse is contractuele hardheid essentieel. Als elektrolysers worden opgevoerd als afnamebasis voor kernenergie, moeten er harde afspraken zijn over volume, prijs, looptijd en afnameplicht. Zonder die afspraken blijft de onderbouwing beleidsmatig en niet economisch.

4.10 Kostenallocatie en verborgen kruis subsidie

De negende toets is kostenallocatie. Een route mag niet goedkoop lijken omdat kosten buiten de keten worden gelegd. Bij kernenergie en elektrolyse kan dat gebeuren via nettarieven, publieke garanties, subsidies, capaciteitsmechanismen, aansluitkosten, congestiebeheer of afwenteling van risico's op belastingbetalers.

Worden alle kosten toegerekend aan de partijen die van de keten profiteren, of worden kosten verspreid over algemene stroomafnemers en belastingbetalers?

De norm is helder:

Waterstof uit kernenergie of wind op zee is pas economisch overtuigend wanneer zij zonder verborgen bijdrage van andere stroomafnemers kan concurreren met ammoniakimport en andere alternatieven.

4.11 Veiligheid en systeemveiligheid

De tiende toets is veiligheid. Bij kernenergie gaat het niet alleen om reactorveiligheid, maar ook om koelwater, netinpassing, noodplanning, langjarige afvalverplichtingen en bestuurlijke beheersbaarheid. Bij ammoniak gaat het om toxiciteit, opslag, transport, importterminals, domino-effecten en havenveiligheid. Bij waterstof gaat het om lekkage, explosiegevaar, leidingen, compressie en industriële toepassing.

Wordt veiligheid alleen per installatie beoordeeld, of ook op keten- en systeemniveau?

Voor de Rotterdamse haven is dit bijzonder relevant. De haven ontwikkelt zich tot een gekoppeld systeem van industrie, energie, logistiek en infrastructuur. Veiligheid moet daarom niet alleen per inrichting worden beoordeeld, maar ook in samenhang.

4.12 Timing en bouwtijd

De elfde toets is timing. Kernenergie heeft een lange voorbereidingstijd en een groot risico op vertraging. Een centrale die over tien tot vijftien jaar gereed komt, moet passen in het systeem van 2040 en daarna, niet in het systeem van vandaag. In die periode kunnen wind op zee, opslag, elektrolyse, ammoniakimport, Europese marktregels en industriële vraag sterk veranderen.

Is nu onomkeerbaar beslissen noodzakelijk, of is fasering verstandiger omdat de autonome vraag onzeker is en alternatieven zich snel ontwikkelen?

De beoordelingsmatrix wijst erop dat de autonome Nederlandse elektriciteitsvraag al jaren ongeveer vlak is en dat de schade van een verkeerde keuze mogelijk groter is dan de pijn van enkele jaren later beslissen.

4.13 Corrigeerbaarheid en lock-in

De twaalfde toets is corrigeerbaarheid. Kernenergie, grote elektrolyseclusters, ammoniakterminals, waterstofleidingen en netverzwaringen leggen het systeem voor lange tijd vast. Dat hoeft niet verkeerd te zijn, maar het vraagt wel dat beslissingen stapsgewijs, toetsbaar en corrigeerbaar worden genomen.

Kan het systeem worden bijgestuurd wanneer vraag, kosten, technologie, marktprijzen of beleid anders uitpakken dan verwacht?

Hier ligt het verband met de gesloten bewijsloop. Wanneer elektrolyse de stroomvraag verhoogt, die hogere vraag kernenergie rechtvaardigt, en kernenergie vervolgens elektrolyse nodig heeft als afnemer, ontstaat lock-in. Dan wordt het moeilijk om later nog te erkennen dat een andere route beter was.

4.14 Samenvattende beoordelingsvragen

Het beoordelingskader kan worden samengevat in de volgende vragen:

1. Past kernenergie werkelijk in de toekomstige restvraag na wind, zon, opslag, interconnectie en vraagsturing?
2. Kan waterstof uit kernenergie en elektrolyse op volledige ketenkosten concurreren met waterstof uit wind op zee of geïmporteerde ammoniak?
3. Worden marginale kosten en integrale kosten duidelijk onderscheiden?
4. Wordt zichtbaar wie de vaste kosten, systeemkosten en beschikbaarheidskosten draagt?
5. Zijn flexibele STEG's, batterijen, vraagsturing en interconnectie als echte alternatieven meegenomen?
6. Is er contractuele hardheid wanneer elektrolysers worden gebruikt als afnamebasis voor kernenergie?
7. Worden publieke garanties, subsidies, netkosten en risico's transparant toegerekend?
8. Is de gekozen route veilig, tijdig, financierbaar en corrigeerbaar?

4.15 Kern van het beoordelingskader

De kern van het beoordelingskader is dat geen enkele route op voorhand wordt uitgesloten, maar ook geen enkele route op voorhand als noodzakelijk wordt behandeld. Kernenergie kan een rol hebben wanneer de restvraag groot, langdurig, voorspelbaar en waardevol is. Elektrolyse kan een rol hebben wanneer zij flexibiliteit toevoegt en waterstof produceert voor toepassingen waar directe elektrificatie niet passend is. Ammoniakimport kan een rol hebben wanneer productie elders goedkoper en robuuster is. Flexibele STEG's, batterijen en vraagsturing kunnen een rol hebben wanneer zij de grilligheid van de restvraag beter opvangen.

De beste route is niet de route met de laagste losse techniekprijs, maar de route met de laagste volledige ketenkosten, de beste systeeminpassing, de duidelijkste risicoverdeling en de grootste corrigeerbaarheid.

Hoofdstuk 5 — Gekoppelde markten: elektriciteit, waterstof, ammoniak, flexibiliteit en leveringszekerheid

5.1 Waarom gekoppelde markten centraal staan

De vergelijking tussen kernenergie, elektrolyse, wind op zee en ammoniakimport kan niet binnen één markt worden gemaakt. Het gaat niet alleen om elektriciteit, niet alleen om waterstof en niet alleen om ammoniak. De systeemuitkomst ontstaat op het snijvlak van meerdere gekoppelde markten. Een keuze in de ene markt verandert de werking van de andere markt.

Wanneer bijvoorbeeld veel elektrolysers worden gebouwd, stijgt de elektriciteitsvraag. Dat kan de behoefte aan extra stroomproductie vergroten. Wanneer ammoniak wordt geïmporteerd, kan die ammoniak worden gebruikt als grondstof, als waterstofdrager of als brandstof voor regelbare elektriciteitsproductie. Wanneer batterijen, vraagsturing of flexibele STEG's worden toegevoegd, verandert de restvraag waarop kernenergie moet concurreren.

Daarom moet deze studie niet uitgaan van één gemiddelde kostprijs, maar van marktwerking, inzetvolgorde, marginale kosten, vaste kosten, leveringszekerheid en risicoverdeling. Dit sluit aan bij het beoordelingskader uit de eerdere matrix, waarin systeemniveau, restvraag, chronologie, alternatieven, markt en financiering als bepalende criteria zijn benoemd.

De vijf gekoppelde markten zijn:

elektriciteit;
waterstof;
ammoniak;
flexibiliteit;
leveringszekerheid.

5.2 De elektriciteitsmarkt

De elektriciteitsmarkt vormt de eerste laag. Hier concurreren wind, zon, kernenergie, flexibele STEG's, batterijen, interconnectie en vraagsturing om de elektriciteitsvraag te bedienen. In een systeem met veel wind en zon wordt de waarde van elektriciteit sterk bepaald door het uur waarin zij beschikbaar is. Een MWh in een tekort uur heeft een heel andere waarde dan een MWh in een overschot uur.

Voor kernenergie is dat fundamenteel. Kernenergie heeft hoge vaste kosten en lage variabele kosten. Zij is economisch gebaat bij veel draaiuren en voldoende marktwaarde. Maar in een systeem met veel wind en zon ontstaan perioden waarin elektriciteit goedkoop, zeer goedkoop of zelfs negatief geprijsd is. In die uren verliest kernenergie opbrengstwaarde. In tekorturen heeft kernenergie juist systeemwaarde, maar concurreert zij met andere vormen van regelbaar vermogen.

Daarom is de relevante vraag niet alleen hoeveel elektriciteit Nederland jaarlijks nodig heeft. De relevante vraag is wanneer die elektriciteit nodig is, tegen welke prijs, en welke technologie dan marginaal is. De beoordeling moet dus chronologisch zijn: tekorturen, overschoturen en marginale uren moeten afzonderlijk worden bekeken.

5.3 De waterstofmarkt

De waterstofmarkt vormt de tweede laag. In deze studie wordt aangenomen dat de waterstofmarkt ten minste twee typen leveranciers kan bevatten.

De eerste leverancier is de elektrolyser. Die produceert waterstof wanneer elektriciteit beschikbaar en betaalbaar is. Vooral bij veel wind of zon kan de stroomprijs laag zijn. Dan kan de elektrolyser op marginale kosten aantrekkelijk produceren. De investering in de elektrolyser, de aansluiting, subsidies en eventuele publieke garanties zijn op dat moment niet bepalend voor de biedprijs.

De tweede leverancier is de kraker van geïmporteerde ammoniak. Die levert waterstof wanneer elektrolysers onvoldoende produceren of wanneer continue levering nodig is. De ammoniakroute heeft echter andere marginale kosten. De kraker moet ammoniak inkopen, opslaan, kraken, energie gebruiken en waterstof afscheiden. Daardoor kan de ammoniakroute in de operationele markt duurder lijken, terwijl zij mogelijk wel de leveringszekerheid verzorgt.

Hier ontstaat een belangrijk marktmechanisme:

Elektrolysers kunnen de goedkope uren benutten, terwijl ammoniakkrakers de tekorten aanvullen.

Dat kan ertoe leiden dat elektrolysers in de dispatch winnen op marginale kosten, ook wanneer hun integrale ketenkosten hoger zijn. De waterstofmarkt laat dan niet vanzelf zien welke route maatschappelijk goedkoper is. Zij laat vooral zien welke aanbieder op dat moment de laagste variabele kosten heeft.

Daarom moet de studie steeds onderscheid maken tussen de biedprijs in de markt en de volledige maatschappelijke kostprijs van beschikbaarheid, productie, infrastructuur en risico.

5.4 De ammoniakmarkt

De ammoniakmarkt vormt de derde laag. Ammoniak heeft in deze studie niet één, maar drie mogelijke functies.

Ten eerste kan ammoniak een importdrager voor waterstof zijn. In die route wordt in gunstige productiegebieden met goedkope zon of wind waterstof gemaakt. Die waterstof wordt omgezet in ammoniak, naar Nederland vervoerd en hier weer gekraakt naar waterstof.

Ten tweede kan ammoniak direct als grondstof of energiedrager worden gebruikt in de industrie. In dat geval is kraken naar waterstof niet altijd nodig. Dat kan de keten eenvoudiger maken, afhankelijk van de toepassing.

Ten derde kan ammoniak dienen als brandstof voor regelbare elektriciteitsproductie in flexibele STEG’s. Deze variant is belangrijk. Dan is ammoniak niet alleen een concurrent van binnenlandse waterstofproductie, maar ook een concurrent van kernenergie als oplossing voor de restvraag.

De ammoniak-STEG-route ziet er dan als volgt uit:

hernieuwbare elektriciteit in gunstige productiegebieden → waterstof → ammoniak → transport naar Nederland → verbranding in flexibele STEG → elektriciteit.

Deze route kent eigen nadelen: verbrandingsrendement, NOx-beheersing, veiligheid, opslag, importzekerheid en brandstofkosten. Maar systeemmatig is zij relevant omdat zij regelbaar vermogen kan leveren wanneer wind en zon tekortschieten. Daarmee kan ammoniak zowel de waterstofmarkt als de elektriciteitsmarkt bedienen.

Is ammoniakimport alleen een achtervang voor waterstof, of ook een strategische drager voor regelbaar vermogen?

Als ammoniak beide functies kan vervullen, wordt de vergelijking met kernenergie wezenlijk anders. Dan moet kernenergie niet alleen concurreren met waterstof uit ammoniak, maar ook met flexibele ammoniak-STEG's in de bediening van de restvraag.

5.5 De flexibiliteitsmarkt

De flexibiliteitsmarkt vormt de vierde laag. In een systeem met veel wind en zon is flexibiliteit geen bijzaak, maar een hoofdvoorwaarde. De vraag is niet alleen hoeveel energie wordt geproduceerd, maar hoe het systeem reageert op snelle veranderingen in productie en vraag.

In deze studie worden de belangrijkste flexibiliteitsopties als volgt beschouwd:

flexibele STEG's, waarbij de gasturbine ook afzonderlijk als piekmachine kan draaien;
batterijen;
vraagsturing;
interconnectie;
elektrolysers als regelbare afnemers;
opslag van waterstof of ammoniak.

De keuze om gasturbines niet als aparte hoofdcategorie te behandelen, maar onder flexibele STEG's te brengen, vereenvoudigt de analyse. Een STEG kan zo worden beschouwd als een installatie met twee functies: efficiënt bedrijf bij langere restvraagperioden en snelle piekproductie wanneer de gasturbine afzonderlijk wordt ingezet.

Batterijen kunnen de korte dynamiek van de restvraag dempen. Zij kunnen pieken afvlakken, overschotten tijdelijk opnemen en snelle regelbewegingen leveren. Hun beperking ligt bij langdurige tekorten. Vraagsturing kan de behoefte aan productie verminderen of verschuiven. Interconnectie kan overschotten en tekorten geografisch spreiden. Elektrolysers kunnen vraag flexibel verplaatsen, maar alleen zolang zij niet als vaste afnamebasis voor kernenergie worden behandeld.

De flexibiliteitsmarkt bepaalt daarmee mede hoeveel ruimte er nog overblijft voor kernenergie. Hoe beter batterijen, vraagsturing, interconnectie en flexibele STEG's de restvraag bedienen, hoe kleiner de noodzaak voor inflexibele basislast. Dit past bij de conclusie uit de beoordelingsmatrix dat de beslissende parameter niet de totale vraag is, maar de economisch bruikbare restvraag na wind, zon, opslag, vraagsturing, interconnectie en andere opties.

5.5.1. Transitie zone tussen stroom en waterstof

De koppeling tussen de elektriciteitsmarkt en de waterstofmarkt wordt vooral zichtbaar in de overgangszone tussen overschot en tekort. Op basis van de jaarduurkromme ligt die zone indicatief tussen ongeveer uur 5.000 en uur 7.000, dus gedurende circa 2.000 uur per jaar. In deze uren is de inzet van elektrolysers niet vanzelfsprekend. Wanneer elektriciteit goedkoop is, kunnen elektrolysers waterstof produceren. Wanneer elektriciteit schaarser wordt en de stroomprijs stijgt, krijgt directe levering aan de elektriciteitsmarkt meer waarde.

In die uren ontstaat een operationele keuze. Wordt windstroom van de Noordzee gebruikt voor elektrolyse, of wordt zij ingezet als elektriciteit voor huishoudens, industrie, warmtepompen, elektrische boilers, laadinfra en andere directe afnemers? Wanneer de stroomprijs hoog genoeg is, ligt het voor de hand dat elektrolysers terugregelen of tijdelijk stoppen. De waterstofvraag verdwijnt dan niet, maar moet worden opgevangen door opslag, ammoniakkrakers, import van waterstofdragers of andere moleculenroutes.

Deze zone is belangrijk omdat zij laat zien dat elektrolysers geen vaste bestemming voor duurzame elektriciteit zijn. Zij zijn vooral rationeel als flexibele afnemer. Bij lage stroomprijzen produceren zij waterstof; bij hogere stroomprijzen maakt dezelfde elektriciteit meer maatschappelijke waarde in het elektriciteitssysteem. Daarmee ontstaat een wisselwerking tussen de stroommarkt en de waterstofmarkt.

Voor kernenergie is deze zone eveneens belangrijk. In uren met lage prijzen verliest kernenergie opbrengstwaarde. In uren met hogere prijzen heeft kernenergie waarde, maar dan concurreren elektrolyse, directe elektriciteitsvraag, opslag, flexibele STEG’s en eventueel ammoniak-STEG’s om dezelfde systeemruimte. De elektrolyser kan kernenergie helpen om rustiger te draaien, maar dan levert hij niet alleen waterstof; hij levert ook een systeemdienst aan de kerncentrale. Die functie moet apart worden gewaardeerd.

De overgangszone van circa 2.000 uur per jaar bepaalt niet alleen de inzet van elektrolysers, maar ook de economische spanning tussen kernenergie, directe stroomlevering, ammoniakkrakers en flexibele centrales.

5.6 De markt voor leveringszekerheid

De vijfde laag is leveringszekerheid. Deze markt gaat niet alleen over energie, maar over beschikbaarheid. Wie staat klaar wanneer wind en zon onvoldoende leveren, batterijen leeg raken, interconnectie beperkt is en de vraag hoog blijft?

In zo’n situatie kunnen verschillende opties leveren:

kernenergie;
flexibele STEG’s op aardgas, waterstof of ammoniak;
ammoniak-STEG’s;
opslag;
interconnectie;
vraagreductie;
eventueel waterstofcentrales.

Kernenergie kan leveringszekerheid bieden wanneer zij beschikbaar is en kan draaien. Maar zij is minder goed geschikt als kort cyclische piekoptie. Flexibele STEG's zijn juist geschikt voor variabele restvraag, zeker wanneer de gasturbine afzonderlijk als piekmachine kan worden gebruikt. Ammoniak kan daarbij een rol krijgen als geïmporteerde energiedrager voor schaarste-uren.

Moet leveringszekerheid worden geleverd door een kapitaalintensieve centrale die veel uren wil draaien, of door flexibele centrales en energiedragers die vooral waarde hebben in tekorturen?

Deze vraag is cruciaal voor de vergelijking met kernenergie. Als de restvraag vooral bestaat uit grillige, beperkte of seizoensgebonden tekorten, kan een flexibele route beter passen dan een kerncentrale. Als de restvraag langdurig, voorspelbaar en hoog is, krijgt kernenergie een sterkere positie.

5.7 De onderlinge koppelingen

De vijf markten beïnvloeden elkaar voortdurend.

Wanneer de elektriciteitsprijs laag is, kunnen elektrolysers goedkoop waterstof produceren. Daardoor wordt de waterstofmarkt tijdelijk ruimer. Wanneer de elektriciteitsprijs hoog is, schakelen elektrolysers terug en moeten ammoniakkrakers of voorraden de waterstofvraag aanvullen.

Wanneer ammoniak goedkoop beschikbaar is, kan zij niet alleen de waterstofmarkt bedienen, maar ook de elektriciteitsmarkt via flexibele STEG's. Daardoor kan ammoniak de waarde van kernenergie in tekorturen beperken. Wanneer batterijen of vraagsturing de restvraag dempen, daalt de behoefte aan regelbaar vermogen. Wanneer elektrolysers vooral de goedkope uren benutten, kunnen zij de elektriciteitsmarkt stabiliseren, maar zij vergroten tegelijk de structurele elektriciteitsvraag.

De koppeling kan ook een risico vormen. Als elektrolysers beleidsmatig worden gebouwd, stijgt de elektriciteitsvraag. Die hogere vraag kan vervolgens worden gebruikt als argument voor kernenergie. Daarna kan kernenergie elektrolysers nodig hebben als afnemer. Dan ontstaat een gesloten bewijsloop. De ene markt rechtvaardigt dan de andere, zonder dat de keten als geheel opnieuw met alternatieven is vergeleken.

5.8 Marginale kosten en integrale kosten

Een centraal aandachtspunt is het verschil tussen marginale kosten en integrale kosten.

In de elektriciteitsmarkt bieden wind, zon, kernenergie en elektrolysers vaak op lage variabele kosten. In de waterstofmarkt kunnen elektrolysers produceren wanneer de stroom goedkoop is. Daardoor kunnen zij operationeel aantrekkelijk lijken. Maar hun vaste kosten verdwijnen niet. De investering in elektrolysers, aansluitingen, infrastructuur, subsidies en garanties moet ergens worden betaald.

Hetzelfde geldt voor kernenergie. Een kerncentrale kan lage marginale kosten hebben, maar hoge vaste kosten. Als zij in veel uren lage marktprijzen ontvangt, ontstaat een opbrengstprobleem. Als elektrolysers dat probleem oplossen door stroom af te nemen, moet

duidelijk zijn tegen welke prijs dat gebeurt en wie het verschil betaalt wanneer de waterstof niet concurrerend is met ammoniakimport.

Voor ammoniakkrakers geldt het omgekeerde. Zij kunnen relatief hoge marginale kosten hebben, maar leveren mogelijk beschikbaarheid en zekerheid. Als zij vooral tekorten aanvullen, produceren zij minder uren maar hebben zij systeemwaarde. De markt moet die beschikbaarheid wel belonen. Anders ontstaat het risico dat de ammoniakroute als achtervang nodig is, maar economisch onvoldoende wordt gedragen.

Marktvolgorde op marginale kosten is niet hetzelfde als maatschappelijke doelmatigheid op integrale kosten.

5.9 Ammoniak-STEG als systeemoptie

De ammoniak-STEG verdient afzonderlijke aandacht, omdat zij twee discussies met elkaar verbindt. Enerzijds gaat het om import van moleculen. Anderzijds gaat het om regelbare elektriciteitsproductie.

Wanneer ammoniak wordt gebruikt in een flexibele STEG, ontstaat een route waarbij Nederland geen grote baseloadcentrale hoeft te bouwen om alle uren te bedienen. In plaats daarvan kan ammoniak worden ingezet in uren waarin wind en zon tekortschieten en andere flexibiliteitsopties onvoldoende zijn. Dat past bij een systeem waarin de restvraag grillig is.

Deze optie moet niet worden geïdealiseerd. Ammoniakverbranding vraagt technische aanpassingen, emissiebeheersing, veiligheidsmaatregelen en betrouwbare importketens. Ook moet worden onderzocht hoe het rendement zich verhoudt tot andere routes. Maar de variant is belangrijk genoeg om in de studie mee te nemen, omdat zij rechtstreeks concurreert met kernenergie als oplossing voor de restvraag.

Is het beter om ammoniak te importeren en selectief te gebruiken voor waterstoftekorten en regelbare elektriciteit, of om in Nederland kernenergie te bouwen en daarmee elektrolysers te voeden?

5.10 Gevolgen voor de drie cases

De gekoppelde markten bepalen hoe de vier cases moeten worden gelezen.

In case 1 gaat het niet alleen om de vraag of kernenergie technisch past naast wind en zon. Het gaat om de vraag of kernenergie past in een systeem waarin ook flexibele STEG’s, batterijen, vraagsturing, interconnectie, elektrolysers en ammoniak-STEG’s beschikbaar kunnen zijn.

In case 2 gaat het niet alleen om 1.000 MWe kernenergie met 1.000 MWe elektrolyse versus waterstof uit ammoniak. Ook moet worden bekeken of ammoniak direct als brandstof voor regelbare elektriciteit kan dienen. Dan wordt ammoniakimport een alternatief voor zowel waterstofproductie als restvraagbediening.

In case 3 gaat het om de vraag of kernenergie bij een beperkt aantal marginale uren nog betekenis heeft voor elektrolyse. Als elektrolysers vooral draaien op goedkope wind- en

zonnestroom, is kernenergie mogelijk slechts een aanvullende bron. Dan moet worden beoordeeld of die beperkte rol economisch zinvol is.

In case 4 gaat het om elektrolysers als ontlasting voor het regelgedrag van kerncentrales. Daar moet worden vergeleken of dezelfde functie ook goedkoper of doelmatiger kan worden geleverd door batterijen, vraagsturing, flexibele STEG's of ammoniak-STEG's.

5.11 Conclusie van dit hoofdstuk

De vergelijking tussen kernenergie, elektrolyse en ammoniakimport is geen vergelijking van losse technieken. Zij speelt zich af in vijf gekoppelde markten: elektriciteit, waterstof, ammoniak, flexibiliteit en leveringszekerheid. In elk van deze markten gelden andere kosten, andere risico's en andere vormen van waarde.

De belangrijkste conclusie is dat de marktuitkomst niet automatisch de maatschappelijke voorkeur laat zien. Elektrolysers kunnen winnen op marginale kosten, terwijl hun vaste kosten elders worden gedragen. Ammoniakkrakers kunnen duurder lijken, terwijl zij de leveringszekerheid verzorgen. Kernenergie kan technisch betrouwbaar zijn, maar economisch kwetsbaar worden in een systeem met veel goedkope overschoturen. Flexibele STEG's en ammoniak-STEG's kunnen juist waardevol zijn wanneer de restvraag grillig is.

Daarom moet de studie niet vragen welke techniek op zichzelf het goedkoopst is, maar welke combinatie van productie, flexibiliteit, moleculen, infrastructuur en risicoverdeling het beste past bij het Nederlandse energiesysteem.

De goedkoopste systeemroute wordt niet bepaald door één techniek of één markt, maar door de samenhang tussen elektriciteit, waterstof, ammoniak, flexibiliteit en leveringszekerheid.

Hoofdstuk 6 — Onzekerheden rond kernenergie

6.1 Waarom dit hoofdstuk nodig is

Voordat kernenergie wordt vergeleken met elektrolyse, wind op zee, ammoniakimport, flexibele STEG's en batterijen, moet eerst worden vastgesteld hoe zeker de nucleaire route zelf is. Kernenergie wordt vaak gepresenteerd als een stabiele bron van CO_2-arme elektriciteit. Technisch is dat begrijpelijk: een kerncentrale kan langdurig vermogen leveren met lage directe CO_2-uitstoot. Maar voor een systeemstudie is dat onvoldoende. De relevante vraag is niet alleen of kernenergie stroom kan produceren, maar of zij onder toekomstige Nederlandse systeemcondities tijdig, betaalbaar, financierbaar en nuttig inzetbaar is.

Daarom begint de vergelijking met een onzekerheidsanalyse. Kernenergie is geen gewone techniekkeuze, maar een publieke systeemkeuze met een lange bouwtijd, hoge kapitaalkosten, grote beleidsafhankelijkheid en een levensduur van vele decennia. Dat sluit aan bij de eerdere beoordelingsmatrix, waarin kernenergie is benoemd als een publieke systeemkeuze onder grote onzekerheid. De kwaliteit van de beoordeling wordt daarin niet bepaald door de vraag of men vóór of tegen kernenergie is, maar door de mate waarin systeemniveau, restvraag, onzekerheden, alternatieven, financiering en corrigeerbaarheid zichtbaar worden gemaakt.

6.2 Onzekerheid over de toekomstige elektriciteitsvraag

De eerste onzekerheid betreft de toekomstige elektriciteitsvraag in Nederland. Vaak wordt aangenomen dat die vraag sterk zal stijgen door elektrificatie van industrie, mobiliteit, gebouwde omgeving, datacenters, warmtepompen, elektrische boilers en elektrolysers. Dat is mogelijk, maar het is geen natuurgegeven. Een belangrijk deel van die toekomstige vraag wordt door beleid, subsidie, infrastructuurkeuzes en industriële strategie gemaakt.

Dat is vooral relevant bij elektrolyse. Wanneer Nederland sterk inzet op binnenlandse productie van waterstof, stijgt de elektriciteitsvraag aanzienlijk. Als die extra vraag vervolgens wordt gebruikt als argument voor kernenergie, ontstaat een risico op circulaire onderbouwing. Dan wordt eerst beleidsmatig een nieuwe elektriciteitsvraag gecreëerd en daarna wordt die vraag gepresenteerd als bewijs dat extra basislastvermogen nodig is.

Daarom moet onderscheid worden gemaakt tussen autonome vraaggroei en beleidsmatig gemaakte vraag. Autonome groei komt voort uit onderliggende maatschappelijke en economische ontwikkeling. Beleidsmatig gemaakte vraag ontstaat doordat de overheid bepaalde routes stimuleert, bijvoorbeeld binnenlandse elektrolyse, synthetische brandstoffen of specifieke industriële conversie. Die vraag kan legitiem zijn, maar zij mag niet zonder

Is de toekomstige elektriciteitsvraag waarop kernenergie wordt gebaseerd autonoom, of ontstaat zij mede door beleidskeuzes zoals grootschalige elektrolyse?

6.3 Onzekerheid over de restvraag na duurzaam

Niet de totale elektriciteitsvraag is beslissend, maar de restvraag na wind, zon, opslag, interconnectie, vraagsturing, flexibele afname en import of export. Een systeem kan een hoge bruto elektriciteitsvraag hebben, maar toch een beperkte behoefte aan kernenergie wanneer

wind op zee, zon, batterijen, vraagsturing, flexibele STEG’s en interconnectie een groot deel van de vraag kunnen bedienen.

Voor kernenergie is vooral de economisch bruikbare restvraag van belang. Dat is de vraag die voldoende groot, langdurig, voorspelbaar en waardevol is om een kapitaalintensieve centrale te dragen. Wanneer de restvraag grillig is, sterk varieert en slechts in beperkte perioden optreedt, past flexibel vermogen beter dan basislastvermogen.

De beoordelingsmatrix legt dit punt scherp vast: de beslissende parameter is niet de totale elektriciteitsvraag in 2040 of 2050, maar de economisch bruikbare restvraag na wind, zon, opslag, vraagsturing, interconnectie, import, elektrolyse en flexibele centrales. Als die restvraag groot, langdurig en voorspelbaar blijft, kan kernenergie een rol krijgen. Als zij klein, grillig en prijsvolatiel wordt, komt kernenergie terecht in lagere benutting, hogere kosten per MWh en meer behoefte aan publieke bescherming.

Hoeveel uren per jaar is er werkelijk behoefte aan kernstroom tegen een prijs die de vaste kosten van een kerncentrale kan dragen?

6.4 Onzekerheid over chronologie en marktwaarde

Kernenergie wordt vaak beoordeeld op basis van vollasturen en gemiddelde kostprijs. Maar in een systeem met veel wind en zon is de chronologie belangrijker dan het jaargemiddelde. De marktwaarde van elektriciteit verschilt sterk per uur. Een MWh in een tekort uur heeft veel meer waarde dan een MWh in een overschot uur.

In een vereenvoudigde jaarduurbenadering ontstaan drie zones. In tekorturen heeft kernenergie waarde en kan zij voluit produceren. In overschoturen is er veel wind- en zonnestroom en dalen prijzen. Dan verliest kernenergie opbrengstwaarde. In de transitie zone tussen overschot en tekort, indicatief rond 2.000 uur per jaar, wordt de inzet van elektrolysers, kernenergie, directe stroomlevering, opslag, ammoniakkrakers en flexibele centrales economisch gevoelig.

Juist in die transitie zone wordt zichtbaar dat kernenergie en elektrolyse niet vanzelf bij elkaar passen. Elektrolysers zijn rationeel wanneer zij goedkoop beschikbare stroom gebruiken. Bij hogere stroomprijzen kan dezelfde elektriciteit beter direct worden gebruikt door huishoudens, industrie, warmtepompen, elektrische boilers, laadinfra of andere afnemers. De waterstofvraag moet dan worden aangevuld door opslag, ammoniakkrakers of andere moleculenroutes.

Wordt kernenergie beoordeeld op gemiddelde vollasturen, of op de werkelijke uurwaarde van elektriciteit in een systeem met veel wind en zon?

6.5 Onzekerheid over investering en financiering

Kernenergie is zeer kapitaalintensief. Een groot deel van de kostprijs wordt bepaald vóórdat de centrale één MWh heeft geproduceerd. Bouwkosten, rente, bouwtijd, financieringsvorm, publieke garanties en risicoverdeling bepalen de uiteindelijke kostprijs. Een lage rente en publieke risicodekking kunnen kernenergie aanzienlijk goedkoper laten lijken. Een hogere rente, marktfinanciering, vertraging of onzekerheid over afname kan de kosten sterk verhogen.

Daarom is de vraag naar financiering geen detail. Als marktpartijen kernenergie alleen willen financieren met zware publieke garanties, contracten voor verschil, prijsbodems of capaciteitsvergoedingen, dan is kernenergie niet alleen een technische keuze, maar ook een publieke financiële verplichting. De vraag wordt dan wie het risico draagt: de investeerder, de overheid, de belastingbetaler, de stroomafnemer of de toekomstige waterstofafnemer.

Dit geldt nog sterker wanneer kernenergie wordt gekoppeld aan elektrolyse. Als elektrolysers worden gebruikt als afnamebasis voor kernenergie, moeten zij langjarig stroom afnemen tegen een prijs die de kerncentrale financierbaar maakt. Maar als die prijs hoger is dan de stroomprijs in goedkope wind- en zonuren, wordt de waterstof duurder. Als het verschil via subsidies, garanties of nettarieven wordt gedekt, ontstaat het risico van verborgen kostenverschuiving.

Is kernenergie financierbaar op marktvoorwaarden, of alleen met publieke garanties en langjarige afnamecontracten?

6.6 Onzekerheid over bouwtijd en projectuitloop

Een grote kerncentrale wordt niet gebouwd voor het energiesysteem van vandaag, maar voor het systeem van over tien, vijftien of twintig jaar. Dat is een fundamenteel probleem bij langjarige infrastructuur. In de bouwperiode kunnen elektriciteitsvraag, industriële structuur, wind op zee, opslag, interconnectie, waterstofimport, ammoniakimport, Europese marktregels en CO_2-prijzen sterk veranderen.

Projectuitloop heeft twee effecten. Ten eerste stijgen de directe kosten. Ten tweede lopen de financieringslasten op, omdat kapitaal langer vastzit zonder opbrengst. Daarnaast kan de markt waarvoor de centrale bedoeld was veranderen voordat zij in bedrijf komt. Een centrale kan dus duurder worden én later komen én terechtkomen in een ander systeem dan waarop het investeringsbesluit was gebaseerd.

Dit maakt timing tot een zelfstandige beoordelingsvraag. De eerdere beoordelingsmatrix benadrukt terecht dat de schade van enkele jaren later beslissen moet worden afgewogen tegen de mogelijke schade van een verkeerde keuze die het systeem voor tientallen jaren vastlegt.

Is het risico van later beslissen groter dan het risico van een verkeerde, onomkeerbare keuze?

6.7 Onzekerheid over SMR’s

SMR’s worden vaak gepresenteerd als flexibeler, sneller, modulairder en beter inpasbaar in industriële clusters. Voor een locatie zoals de Maasvlakte lijkt dat aantrekkelijk: veel industrie, veel infrastructuur, mogelijke waterstofafname en ruimte voor koppeling met elektrolysers. Maar de commerciële basis van SMR’s is nog onzeker. Kosten, serieproductie, vergunningverlening, bouwtijd, leveringsketen en exploitatie moeten nog op grote schaal worden bewezen.

Daarom mogen SMR’s niet worden behandeld als zekere oplossing voor problemen van grote kerncentrales. Zij kunnen op papier beter schaalbaar lijken, maar zolang de leercurve niet is bewezen, blijft het risico bestaan dat SMR’s beleidsmatig als oplossing worden gebruikt voordat hun werkelijke kosten en bouwprestaties vaststaan.

Ook bij SMR’s geldt de contractuele toets. Als een SMR wordt gekoppeld aan elektrolysers, moeten die elektrolysers bereid zijn langjarig stroom af te nemen tegen een prijs die de SMR financierbaar maakt. Zonder die contractuele hardheid blijft de redenering speculatief.

Worden SMR’s beoordeeld op bewezen prestaties, of op verwachte voordelen van modulariteit en serieproductie?

6.8 Onzekerheid over brandstof, afval en langjarige verplichtingen

Kernenergie heeft naast bouw- en marktrisico’s ook langjarige verplichtingen rond brandstofvoorziening, gebruikte splijtstof, afvalbeheer, ontmanteling en institutionele verantwoordelijkheid. Deze kosten en verplichtingen liggen over zeer lange perioden. Zij zijn niet altijd bepalend voor de korte termijn marktprijs, maar wel voor de maatschappelijke beoordeling van de route.

Voor deze studie is vooral relevant dat deze langjarige verplichtingen verschillen van de alternatieven. Ammoniakimport kent risico’s rond veiligheid, toxiciteit, importafhankelijkheid en marktprijzen. Flexibele STEG’s kennen risico’s rond brandstofprijs, emissies en toekomstige brandstofkeuze. Batterijen kennen risico’s rond grondstoffen en degradatie. Maar kernenergie legt specifieke langjarige publieke verplichtingen vast die moeilijk corrigeerbaar zijn.

Worden langjarige verplichtingen rond brandstof, afval, ontmanteling en institutionele verantwoordelijkheid meegenomen in de ketenvergelijking?

6.9 Onzekerheid over beleidsrisico

Kerncentrales worden gebouwd voor tientallen jaren, maar energiebeleid verandert vaak veel sneller. Subsidies, belastingen, CO_2-prijzen, marktregels, netregulering, veiligheidsnormen, waterstofverplichtingen, importbeleid, milieuregels en maatschappelijke acceptatie kunnen in de loop van de tijd verschuiven.

Dat beleidsrisico werkt twee kanten op. Aan de ene kant kan kernenergie profiteren van publieke garanties, contracten en beleidssteun. Aan de andere kant kan veranderend beleid de opbrengst, inzet of kosten beïnvloeden. Voor investeerders is dat een risico. Voor de samenleving is het een vraag van governance: hoeveel beleid moet voor hoeveel jaar worden vastgelegd om een kerncentrale mogelijk te maken?

In een transitie is dat extra gevoelig. Juist omdat nog niet vaststaat hoe de verhouding tussen elektriciteit, waterstof, ammoniakimport, opslag en flexibele centrales zich ontwikkelt, kan een vroeg besluit voor kernenergie het systeem vastzetten. Dan wordt de route minder corrigeerbaar.

Is het beleidskader stabiel genoeg voor een investering met een looptijd van vele decennia, zonder dat andere routes onnodig worden verdrongen?

6.10 Onzekerheid over de koppeling met elektrolysers

De koppeling tussen kernenergie en elektrolyse lijkt op het eerste gezicht logisch. Kernenergie kan veel uren stroom leveren; elektrolysers hebben veel elektriciteit nodig. Maar bedrijfseconomisch is de koppeling minder vanzelfsprekend.

Een elektrolyser wil bij voorkeur produceren wanneer elektriciteit goedkoop is. Dat zijn vaak uren met veel wind en zon. Een kerncentrale wil juist stabiele afname tegen een prijs die haar vaste kosten dekt. In overschoturen kan kernenergie te duur zijn ten opzichte van wind en zon. In tekorturen is kernstroom waardevol voor het elektriciteitssysteem en is het niet vanzelfsprekend dat zij naar elektrolyse moet gaan.

Een elektrolyser kan wel helpen om het regelgedrag van een kerncentrale te verlichten. Wanneer de markt de kernstroom niet goed kan opnemen, kan de elektrolyser als regelbare afnemer fungeren. Daardoor hoeft de kerncentrale minder te regelen of minder vaak te stoppen. Maar dan levert de elektrolyser niet alleen waterstof. Hij levert ook een systeemdienst aan de kerncentrale. Die dienst heeft een prijs en moet apart worden gewaardeerd.

Is de elektrolyser een flexibele producent van goedkope waterstof, of een afnamebuffer voor kernenergie?

6.11 Onzekerheid over vergelijking met ammoniakimport

De nucleaire elektrolyseroute moet worden vergeleken met ammoniakimport. Dat is niet alleen een vergelijking van kilogramprijzen waterstof. Ammoniak kan drie functies vervullen: drager voor waterstof, directe grondstof of energiedrager, en brandstof voor flexibele STEG’s.

Daarmee wordt ammoniakimport een alternatief voor twee delen van de nucleaire route. Ten eerste kan ammoniak na kraken waterstof leveren wanneer elektrolysers niet draaien. Ten tweede kan ammoniak in flexibele STEG’s worden gebruikt om regelbaar elektrisch vermogen te leveren in tekorturen. Daardoor kan ammoniak zowel de waterstofmarkt als de elektriciteitsmarkt ondersteunen.

Voor kernenergie betekent dit dat zij niet alleen moet concurreren met waterstof uit ammoniak, maar ook met een systeem waarin ammoniak, flexibele STEG’s, batterijen, vraagsturing en wind op zee samen de restvraag bedienen.

Wordt kernenergie vergeleken met een realistisch ammoniaksysteem, of alleen met een vereenvoudigde waterstofprijs?

6.12 Gevolg voor de studie

Deze onzekerheden betekenen niet dat kernenergie moet worden uitgesloten. Zij betekenen wel dat kernenergie niet als vaste referentie mag worden behandeld. De nucleaire route moet eerst zelf robuust blijken voordat zij als basis voor elektrolyse kan worden opgevoerd.

Voor de vier cases betekent dit het volgende. In case 1 moet worden onderzocht of kernenergie past in het toekomstige elektriciteitssysteem. In case 2 moet worden getoetst of kernenergie met elektrolyse kan concurreren met waterstof uit geïmporteerde ammoniak. In case 3 moet worden beoordeeld of kernenergie bij beperkte marginale uren nog zinvol is voor

elektrolyse. In case 4 moet worden bekeken of elektrolysers het regelgedrag van kerncentrales kunnen verlichten, en wat die functie kost.

De vergelijking met ammoniakimport begint niet bij de elektrolyser, maar bij de vraag of kernenergie zelf onder toekomstige systeemcondities voldoende zeker, tijdig, betaalbaar en corrigeerbaar is.

6.13 Regulatory risk

Een wezenlijk risico in de energietransitie is dat de overheid eerst investeringen uitlokt en daarna het speelveld verandert. Marktpartijen kunnen worden verleid tot investeringen in centrales, windparken, elektrolysers, opslag of infrastructuur op basis van beleidsdoelen, subsidies en politieke verwachtingen. Wanneer de overheid zich vervolgens terugtrekt en de markt laat concurreren op marginale prijzen, ontstaat een kloof tussen de vaste kosten van langjarige investeringen en de korte termijn opbrengsten uit de markt. Het systeem kan dan operationeel efficiënt lijken, terwijl de integrale maatschappelijke kosten hoog zijn. Dit is regulatory risk: het risico dat niet de techniek faalt, maar het institutionele kader waarin de techniek moet worden terugverdiend.

Een markt op marginale kosten kan de inzet van bestaande installaties ordenen, maar kan niet zonder stabiel publiek kader bepalen welke kapitaalintensieve installaties verstandig zijn om te bouwen.

6.14 Onzekerheid door tijd en technologische verandering

Een investeringsbesluit voor kernenergie wordt vaak beoordeeld tegen een technische levensduur van zestig jaar of langer. In een stabiel energiesysteem kan zo'n horizon verdedigbaar lijken. In een transitie is zij problematisch. De elektriciteitsvraag, de restvraag, de waterstofvraag, de kosten van elektrolyse, de beschikbaarheid van ammoniakimport, de prestaties van batterijen, de mogelijkheden van Delta21, de kosten van flexibele STEG's, de regelgeving en de geopolitieke omgeving kunnen in die periode ingrijpend veranderen.

Daarom moet de studie niet uitgaan van één modeljaar en ook niet van één vaste toekomst. De beoordeling moet worden uitgevoerd in stappen, bijvoorbeeld per vijf jaar, over een bewust gekozen economische evaluatieperiode. Daarbij moet telkens opnieuw worden beoordeeld of kernenergie nog past bij de actuele restvraag en of de keten kernenergie-elektrolyse nog kan concurreren met Noordzee-elektrolyse, ammoniakimport, opslag en flexibele centrales.

De technische levensduur van een kerncentrale mag niet worden verward met de periode waarover baten als zeker mogen worden ingeboekt. Voor een publieke systeemstudie is een economische beoordelingsperiode van bijvoorbeeld 25 tot 30 jaar verstandiger dan het automatisch meenemen van zestig jaar baten. Eventuele restwaarde kan afzonderlijk worden beschouwd, maar mag niet worden gebruikt om onzekerheden in de verre toekomst te verhullen.

De onzekerheid over de lange termijn moet bovendien terugkomen in de financiering. Een hogere rente of WACC kan nodig zijn om technologische, markt- en beleidsrisico's te weerspiegelen. Wanneer de overheid die risico's overneemt, moet dat expliciet worden

gemaakt als publieke risicodekking. Een lage kapitaalkost is dan geen bewijs dat de route goedkoop is, maar een gevolg van risico-overdracht.

6.15 Tussenconclusie

Kernenergie kan technisch een bijdrage leveren aan een CO_2-arm elektriciteitssysteem. Maar de maatschappelijke en economische waarde hangt af van veel onzekerheden: toekomstige vraag, restvraag, chronologie, marktwaarde, bouwkosten, rente, bouwtijd, uitloop, financiering, publieke garanties, beleidsrisico, SMR-onzekerheid, contractuele afname en de concurrentie met wind op zee, ammoniakimport, flexibele STEG's, batterijen en vraagsturing.

Daarom mag kernenergie niet worden beoordeeld op de vraag of zij technisch stroom kan leveren aan elektrolysers. De juiste toets is of de volledige route onder realistische omstandigheden beter presteert dan de alternatieven.

Zonder robuust bewijs van voldoende restvraag, tijdige realisatie, beheersbare investering, financierbare marktpositie en eerlijke risicoverdeling blijft kernenergie als basis voor elektrolyse een onzekere systeemroute.

Hoofdstuk 7 — Alternatieven voor kernenergie: flexibele STEG’s, batterijen, opslag, vraagsturing en interconnectie

7.1 Waarom alternatieven expliciet moeten worden beoordeeld

Kernenergie kan alleen goed worden beoordeeld wanneer zij wordt vergeleken met realistische systeemalternatieven. De relevante vraag is niet of kernenergie technisch elektriciteit kan produceren. Dat kan. De vraag is of kernenergie onder toekomstige Nederlandse systeemcondities beter past dan andere combinaties van productie, opslag, flexibiliteit, import en vraagsturing.

Daarom moet kernenergie niet worden vergeleken met een leeg systeem zonder regelbaar vermogen. Een systeem zonder kernenergie is niet hetzelfde als een systeem zonder betrouwbaarheid. Het alternatief voor kernenergie kan bestaan uit een combinatie van wind op zee, zon, batterijen, flexibele STEG’s, waterstof of ammoniak als brandstof, interconnectie, vraagsturing, opslag en import van energiedragers. Juist deze combinatie bepaalt of kernenergie nodig, nuttig of economisch kwetsbaar wordt.

Dit sluit aan bij de eerder opgestelde beoordelingsmatrix. Daarin is als toets vraag opgenomen of kernenergie wordt vergeleken met systemen zonder kernenergie, opslag, STEG’s, waterstof, import, vraagsturing en besparing. Ook wordt benadrukt dat niet de bruto elektriciteitsvraag beslissend is, maar de restvraag na wind, zon, opslag, vraagsturing, interconnectie, import, elektrolyse en flexibele centrales.

7.2 De functie van alternatieven

De alternatieven voor kernenergie vervullen niet allemaal dezelfde functie. Sommige leveren energie, andere leveren vermogen, opslag, vraagverschuiving of leveringszekerheid. Daarom moeten zij niet alleen op kostprijs per MWh worden beoordeeld, maar op hun systeemfunctie.

Een kerncentrale levert vooral veel vermogen over veel uren. Een flexibele STEG levert regelbaar vermogen wanneer de restvraag positief is. Een batterij levert snelle flexibiliteit en kortdurende opslag. Vraagsturing vermindert of verschuift verbruik. Interconnectie verbindt overschotten en tekorten tussen landen. Ammoniakimport kan zowel moleculen leveren voor waterstof als brandstof voor regelbare elektriciteitsproductie.

De centrale vraag is dus:

Welke combinatie van alternatieven dekt de restvraag het meest doelmatig af, zonder het systeem onnodig vast te leggen?

7.2.1 Operationele dynamiek: starttijd, stoptijd en regelbaarheid

De alternatieven voor kernenergie verschillen niet alleen in kostprijs en brandstof, maar vooral in dynamiek. In een elektriciteitssysteem met veel wind en zon verandert de restvraag soms snel. De waarde van een techniek wordt dan mede bepaald door de vraag hoe snel zij kan starten, stoppen, opregelen, afregelen en hoe lang zij minimaal in bedrijf moet blijven.

Kerncentrales kunnen technisch wel vermogen regelen, maar zij zijn niet geschikt als gewone start-stopmachine. Hun minimale stop- en starttijden zijn lang en de bedrijfsvoering vraagt beheerste veranderingen. Een kerncentrale kan dus in zekere mate load-following toepassen, maar zij blijft economisch en technisch vooral gebaat bij stabiel bedrijf over veel uren. Dat maakt kernenergie minder passend voor korte pieken, snelle wisselingen en grillige restvraag.

Flexibele STEG's hebben een ander profiel. Zij kunnen redelijk snel starten, goed regelen en hebben kortere minimale inbedrijf- en stoptijden dan kerncentrales. In deze studie wordt bovendien uitgegaan van STEG's waarbij de gasturbine ook afzonderlijk als piekmachine kan worden bedreven. Daardoor kan één installatie twee functies vervullen: efficiënt STEG-bedrijf bij langere restvraagperioden en snelle gasturbine-inzet bij korte pieken of plotselinge tekorten.

De afzonderlijk inzetbare gasturbine binnen een STEG-configuratie is veel sneller dan het volledige STEG-bedrijf. Zij kan worden gebruikt voor piekvermogen, noodvermogen en snelle correctie van restvraag. Daarmee vormt zij een belangrijke flexibiliteitsoptie. Voor de eenvoud wordt deze functie in de studie niet als aparte categorie gasturbines behandeld, maar als onderdeel van de flexibele STEG.

Batterijen zijn nog sneller. Zij kunnen vrijwel direct reageren en zijn daardoor zeer geschikt voor korte fluctuaties, frequentieondersteuning, piekafvlakking en het dempen van snelle ramps in wind- en zonneproductie. Hun beperking ligt niet in snelheid, maar in energieduur. Batterijen leveren vermogen zeer snel, maar slechts gedurende een beperkte tijd, afhankelijk van hun opslagcapaciteit.

Daarmee ontstaat een duidelijke rangorde in dynamiek:

kerncentrales: beheerst regelen, maar geen gewone start-stopmachine;
flexibele STEG's: redelijk snel starten en goed regelbaar;
gasturbinebedrijf binnen de STEG: snel inzetbaar als piekmachine;
batterijen: ultra snel, maar met beperkte energieduur.

Deze dynamiek is bepalend voor de systeemvergelijking. Wanneer de restvraag vooral bestaat uit langdurige, voorspelbare tekorten, kan kernenergie beter passen. Wanneer de restvraag bestaat uit korte pieken, snelle ramps en wisselende tekorten, passen flexibele STEG's, gasturbinebedrijf en batterijen beter. De vraag is dus niet alleen hoeveel energie nodig is, maar ook hoe snel het systeem moet kunnen reageren.

In een duurzaam elektriciteitssysteem wordt de waarde van regelbaar vermogen niet alleen bepaald door MWh, maar door starttijd, stoptijd, minimale bedrijfstijd, regelbereik en responssnelheid.

7.3 Flexibele STEG's als regelbaar vermogen

In deze studie wordt voor de eenvoud gewerkt met de categorie **flexibele STEG's**. Daaronder worden STEG-installaties verstaan waarbij de gasturbine ook afzonderlijk als piekmachine kan worden bedreven. Daarmee heeft één installatie twee bedrijfswijzen.

In normaal STEG-bedrijf levert de installatie relatief efficiënt elektrisch vermogen, doordat de warmte uit de gasturbine wordt benut in een stoomcyclus. Deze bedrijfswijze past bij

langere perioden met positieve restvraag. In afzonderlijk gasturbinebedrijf kan de installatie sneller en flexibeler als piekmachine worden ingezet. Deze bedrijfswijze past bij korte tekorten, snelle ramps, reservevermogen en noodsituaties.

Deze flexibiliteit is belangrijk in een systeem met veel wind en zon. De restvraag is dan niet constant. Zij bestaat uit langere perioden met tekort, korte pieken, snelle veranderingen en perioden met overschot. Een flexibele STEG kan op die wisselende restvraag reageren. Een kerncentrale kan technisch ook regelen, maar economisch is zij veel sterker afhankelijk van hoge benutting en stabiele opbrengsten.

Daarmee ontstaat een fundamenteel verschil:

Kernenergie wil veel uren draaien; een flexibele STEG kan waarde hebben juist doordat zij niet altijd hoeft te draaien.

Dat verschil is belangrijk bij de vergelijking. Wanneer de restvraag groot, langdurig en voorspelbaar is, kan kernenergie aantrekkelijker worden. Wanneer de restvraag grillig, beperkt en prijsvolatiel is, kan een flexibele STEG beter passen.

7.4 Brandstofopties voor flexibele STEG’s

Flexibele STEG’s kunnen in verschillende brandstofroutes worden geplaatst. De meest directe route is aardgas. Dat is technisch bekend, relatief goedkoop in investering en goed regelbaar. Het nadeel is CO_2-uitstoot, tenzij de inzet beperkt blijft, CO_2 wordt afgevangen of de centrale later op een andere brandstof draait.

Een tweede route is waterstof. Een STEG op waterstof kan regelbaar vermogen leveren met lage directe CO_2-uitstoot. De vraag is dan waar die waterstof vandaan komt: uit elektrolyse op basis van wind op zee, uit kernenergie, uit geïmporteerde ammoniak na kraken, of uit blauwe waterstof met CO_2-afvang. De brandstofkosten kunnen hoog zijn, maar bij beperkte inzeturen kan dat minder zwaar wegen dan bij continu bedrijf.

Een derde route is ammoniak. Ammoniak kan worden geïmporteerd uit landen met gunstige zon- en windcondities en vervolgens worden gebruikt als brandstof voor regelbare elektriciteitsproductie. Daarmee krijgt ammoniak een dubbele functie: zij kan waterstofdrager zijn voor de industrie én energiedrager voor de elektriciteitsmarkt.

De ammoniak-STEG-route is vooral relevant wanneer de restvraag niet continu is. In dat geval kan het rationeler zijn om geïmporteerde ammoniak selectief in te zetten in tekorturen, dan om een kerncentrale te bouwen die veel meer uren moet draaien om haar vaste kosten terug te verdienen.

Deze route kent uiteraard eigen aandachtspunten: verbrandingstechniek, NOx-beheersing, rendement, opslag, toxiciteit, veiligheidszones, importzekerheid en kosten. Maar zij moet wél worden meegenomen, omdat zij rechtstreeks concurreert met kernenergie als oplossing voor regelbaar vermogen.

7.5 Batterijen

Batterijen vervullen een andere functie dan STEG's en kerncentrales. Zij zijn geen primaire energiebron, maar een opslag- en flexibiliteitsmiddel. Hun waarde ligt vooral in korte tijdschalen: minuten, uren en mogelijk dagdelen. Zij kunnen overschotten opnemen, pieken afvlakken, frequentie ondersteunen en snelle fluctuaties door wind en zon dempen.

Voor kernenergie zijn batterijen relevant omdat zij de dynamiek van de restvraag kunnen verminderen. Wanneer batterijen korte overschotten en tekorten afvlakken, hoeft de rest van het systeem minder scherp te reageren. Daardoor kan de behoefte aan snelle regelacties, piekvermogen of terugregelen afnemen.

Batterijen lossen echter niet alle problemen op. Zij zijn minder geschikt voor langdurige windarme perioden, seizoensopslag of wekenlange tekorten. Bovendien geldt bij batterijen een bekend marktmechanisme: naarmate er meer batterijen komen, vlakken zij prijsverschillen af. Daarmee verminderen zij ook hun eigen arbitrage-opbrengst. Dit is vergelijkbaar met het bredere kannibalisatie-effect dat ook bij wind, zon en opslag kan optreden.

De rol van batterijen in deze studie is daarom niet dat zij kernenergie volledig vervangen, maar dat zij een deel van de flexibiliteitsvraag invullen. Daardoor kan de omvang, duur en waarde van de restvraag voor kernenergie kleiner worden.

7.5.1 Delta21 als grootschalige opslag en systeemdemper

Naast batterijen en moleculaire opslag moet ook grootschalige wateropslag als systeemoptie worden meegenomen. In deze studie wordt Delta21 beschouwd als een relevante opslagvariant, met indicatief een opslagcapaciteit van circa **30.000 MWh elektrisch** en een vermogen van circa **2.000 MWe**. Daarmee zit Delta21 in een andere categorie dan gewone batterijen. Het is geen ultra snelle kort-cyclische batterij, maar een grootschalige opslag- en systeemdemper.

Delta21 kan in beginsel meerdere functies vervullen. Het kan overschotten uit wind en zon tijdelijk opnemen, later weer elektriciteit leveren, pieken afvlakken en de restvraag dempen. Daarmee kan Delta21 de overgang tussen overschoturen en tekorturen verzachten. Juist die overgangszone is belangrijk, omdat daar de inzet van elektrolysers, kernenergie, flexibele STEG's, ammoniakkrakers en directe stroomlevering economisch gevoelig wordt.

Voor kernenergie is Delta21 relevant omdat opslag de dynamiek van de restvraag kan verminderen. Wanneer grootschalige opslag overschotten opneemt en tekorten deels vult, wordt de restvraag vlakker. Dat kan twee kanten op werken. Enerzijds kan een vlakker profiel gunstig lijken voor kernenergie. Anderzijds kan opslag juist de dure uren verminderen waarop kernenergie haar opbrengstwaarde zou moeten verdienen. Ook kan opslag de behoefte aan basislastvermogen verkleinen wanneer zij samenwerkt met wind op zee, flexibele STEG's en vraagsturing.

Voor elektrolysers is Delta21 eveneens relevant. Als opslag overschotten opvangt, hoeft niet alle overtollige windstroom direct naar elektrolyse. De keuze wordt dan: stroom opslaan voor latere elektriciteitsvraag, omzetten in waterstof, exporteren, of beperken. Daarmee concurreert Delta21 met elektrolyse om overschotstroom, maar kan het ook helpen om het systeem minder grillig te maken.

Delta21 moet daarom niet alleen worden gezien als opslagproject, maar als een systeemoptie die de waarde van andere technieken beïnvloedt. Het kan de inzet van batterijen, STEG's, elektrolysers, ammoniak-STEG's en kernenergie veranderen. In de vergelijking hoort Delta21 daarom thuis in de flexibiliteitsmarkt én in de markt voor leveringszekerheid.

Delta21 kan met circa 30.000 MWh opslag en 2.000 MWe vermogen een systeemdemper zijn tussen kort-cyclische batterijen en moleculaire opslag.

7.6 Vraagsturing

Vraagsturing is een belangrijk alternatief omdat zij de vraag aanpast aan het aanbod. In plaats van alleen productie aan de vraag aan te passen, wordt een deel van de vraag verplaatst, verminderd of tijdelijk onderbroken. Dat kan bij industrie, elektrische boilers, warmtepompen, laadinfra, datacenters, koelprocessen en elektrolysers.

Elektrolysers zijn in dit opzicht bijzonder. Zij zijn zowel waterstofproducent als flexibele stroomafnemer. Bij lage stroomprijzen kunnen zij produceren. Bij hoge stroomprijzen kunnen zij terugregelen, zodat schaarse elektriciteit beschikbaar blijft voor directe elektrische toepassingen. De waterstofvraag moet dan worden aangevuld door opslag, ammoniakkrakers of import van waterstofdragers.

Vraagsturing verlaagt de noodzaak voor continu basislastvermogen. Als een deel van de vraag flexibel wordt, hoeft het systeem minder vermogen te bouwen voor korte of middelmatige pieken. Dat is ongunstig voor technieken die economisch afhankelijk zijn van veel uren en stabiele afname, zoals kernenergie.

Hoeveel van de toekomstige vraag is werkelijk star, en hoeveel kan worden verschoven of onderbroken?

Zonder die vraag te beantwoorden, kan de behoefte aan kernenergie gemakkelijk worden overschat.

7.7 Interconnectie

Interconnectie verbindt het Nederlandse systeem met buurlanden. Daardoor kunnen overschotten en tekorten geografisch worden uitgewisseld. Bij veel wind op de Noordzee kan export mogelijk zijn. Bij tekorten kan import mogelijk zijn, afhankelijk van de beschikbaarheid in omliggende landen.

Interconnectie vermindert de behoefte aan nationale autarkie. Nederland hoeft niet elk tekort volledig binnen de eigen grenzen op te lossen, mits de omliggende systemen niet gelijktijdig met dezelfde tekorten kampen. Dat laatste is een belangrijke beperking. Bij grootschalige weersystemen kunnen meerdere landen tegelijk weinig wind en zon hebben. Dan is interconnectie minder beschikbaar als oplossing.

Toch is interconnectie een wezenlijke systeemoptie. Zij beïnvloedt de restvraag, de marktprijzen, de waarde van kernenergie, de inzet van elektrolysers en de behoefte aan flexibele centrales. Daarom moet zij in de vergelijking worden meegenomen.

In welke mate kan interconnectie de Nederlandse restvraag verminderen of afvlakken, en wanneer niet?

7.8 Opslag van waterstof en ammoniak

Naast batterijen bestaat opslag in moleculen. Waterstof en ammoniak kunnen dienen als energiedragers voor langere tijdschalen. Waterstof kan worden opgeslagen en later gebruikt in industrie, mobiliteit of elektriciteitsproductie. Ammoniak kan worden opgeslagen, geïmporteerd, direct gebruikt, gekraakt naar waterstof of verbrand in aangepaste centrales.

Deze moleculaire opslag is vooral relevant voor langere tekorten en seizoen variatie. Waar batterijen geschikt zijn voor korte dynamiek, kunnen waterstof en ammoniak helpen bij perioden waarin wind en zon langer onvoldoende leveren. Dat maakt ze belangrijk voor leveringszekerheid.

Tegelijk zijn de verliezen en kosten aanzienlijk. Elektrolyse, compressie, opslag, ammoniaksynthese, transport, kraken en verbranding brengen allemaal verliezen met zich mee. Maar die verliezen moeten worden afgewogen tegen de waarde van beschikbaarheid in tekorturen. Een keten met lage benutting kan toch rationeel zijn wanneer zij vooral bedoeld is voor zekerheid.

Daarmee ontstaat een belangrijke vergelijking met kernenergie. Kernenergie probeert leveringszekerheid te leveren door veel continu vermogen te bouwen. Moleculaire opslag en flexibele centrales leveren leveringszekerheid selectiever, vooral wanneer het systeem daarom vraagt.

7.9 Noordzee-elektrolyse als alternatief voor kernenergie-elektrolyse

Een belangrijk alternatief voor kernenergie met elektrolyse is elektrolyse op basis van wind op de Noordzee. Deze route sluit aan bij de Nederlandse inzet op wind op zee. Zij gebruikt binnenlandse of nabijgelegen duurzame elektriciteit en kan waterstof produceren wanneer er veel wind is en elektriciteit relatief goedkoop is.

Deze route is vooral sterk wanneer elektrolysers flexibel worden ingezet. Dan nemen zij windstroom af in uren met overschot of lage prijzen. Bij hogere stroomprijzen kan de windstroom direct worden gebruikt in de elektriciteitsmarkt. Waterstoftekorten kunnen dan worden aangevuld door opslag of ammoniakkrakers.

Daarmee verschilt Noordzee-elektrolyse fundamenteel van kernenergie-elektrolyse. De Noordzee-route past bij flexibiliteit: produceren wanneer stroom goedkoop is. De kernenergie-route vraagt eerder om stabiele afname: produceren om de kerncentrale veel draaiuren te geven. Die twee bedrijfslogica’s moeten niet worden verward.

Is elektrolyse vooral bedoeld om overschotten uit wind op zee te benutten, of om kernenergie een constante afnamebasis te geven?

7.10 Ammoniakimport als alternatief voor zowel waterstof als regelbaar vermogen

Ammoniakimport is in deze studie geen enkelvoudige route. Zij kan drie functies vervullen.

Ten eerste kan ammoniak worden gekraakt naar waterstof. Daarmee kan zij de waterstofvraag leveren wanneer elektrolysers niet produceren. Ten tweede kan ammoniak direct als grondstof of energiedrager worden gebruikt. Ten derde kan ammoniak dienen als brandstof voor flexibele STEG's.

Voor de vergelijking met kernenergie is vooral de derde functie van belang. Als ammoniak kan worden gebruikt voor regelbare elektriciteitsproductie, wordt zij een alternatief voor kernenergie in tekorturen. Dan kan Nederland kiezen tussen een centrale die veel uren moet draaien om economisch te zijn, en een brandstofroute die vooral waarde heeft wanneer het systeem tekort heeft.

Daarmee ontstaat een andere systeemvraag:

Moet Nederland investeren in binnenlandse basislastproductie, of in importeerbare moleculen en flexibele centrales die selectief worden ingezet?

Het antwoord hangt af van prijzen, zekerheid, veiligheid, rendement, emissies, infrastructuur en geopolitieke risico's. Maar de optie moet expliciet worden meegenomen.

7.11 Alternatieven als pakket, niet als losse technieken

De belangrijkste gedachte in dit hoofdstuk is dat alternatieven niet afzonderlijk moeten worden beoordeeld. Geen enkele optie lost het hele systeem alleen op. Batterijen lossen geen langdurige tekorten op. STEG's hebben brandstof nodig. Vraagsturing kent grenzen. Interconnectie is afhankelijk van buurlanden. Ammoniakimport kent veiligheids- en importvragen. Wind op zee is weersafhankelijk. Kernenergie kent bouw-, markt- en financieringsrisico's.

De echte vergelijking is daarom pakket tegen pakket.

Een pakket met kernenergie kan bestaan uit:

kernenergie, elektrolyse, beperkte opslag, netverzwaring en publieke garanties.

Een pakket zonder kernenergie kan bestaan uit:

wind op zee, flexibele elektrolyse, ammoniakimport, ammoniakkrakers, flexibele STEG's, batterijen, vraagsturing, interconnectie en opslag.

Een derde pakket kan bestaan uit:

wind op zee, beperkte kernenergie, flexibele STEG's, batterijen, ammoniakimport en vraagsturing.

De studie moet onderzoeken welk pakket het best past bij de restvraag, kosten, risico's en corrigeerbaarheid.

7.12 Gevolg voor kernenergie

De aanwezigheid van alternatieven verandert de positie van kernenergie. Kernenergie hoeft niet te worden afgewezen, maar zij moet haar plaats verdienen binnen een systeem waarin ook flexibele opties beschikbaar zijn.

Dat betekent dat kernenergie vooral sterk staat wanneer:

de restvraag groot is;
de restvraag langdurig is;
de marktwaarde van stroom voldoende hoog is;
de bouwtijd en kosten beheersbaar zijn;
de financiering duidelijk is;
de afnamecontracten hard zijn;
alternatieven duurder of minder betrouwbaar blijken.

Kernenergie staat zwakker wanneer:

de restvraag grillig is;
veel uren lage of negatieve prijzen kennen;
elektrolysers vooral op goedkope windstroom draaien;
flexibele STEG's en ammoniak-STEG's goedkoper leveringszekerheid bieden;
batterijen en vraagsturing de pieken dempen;
ammoniakimport waterstoftekorten kan aanvullen;
publieke garanties nodig zijn om de businesscase sluitend te maken.

7.13 Tussenconclusie

De alternatieven voor kernenergie zijn geen bijzaak. Zij bepalen de omvang, duur en waarde van de restvraag waarop kernenergie moet concurreren. Daarbij gaat het niet alleen om de vraag welke techniek energie kan leveren, maar vooral om de dynamiek: starttijd, stoptijd, minimale bedrijfstijd, regelbereik, responssnelheid en opslagduur.

Kerncentrales kunnen beheerst regelen, maar zijn geen flexibele start-stopmachines. Flexibele STEG's kunnen sneller starten en beter inspelen op wisselende restvraag, zeker wanneer de gasturbine afzonderlijk als piekmachine kan worden bedreven. Batterijen reageren ultra snel, maar zijn beperkt in energieduur. Delta21 kan als grootschalige opslag met circa 30.000 MWh en 2.000 MWe een tussenpositie innemen tussen batterijen en moleculaire opslag. Ammoniak en waterstof kunnen langere tekorten afdekken, maar kennen conversieverliezen, veiligheidsvragen en brandstofkosten.

Daarmee wordt de vergelijking met kernenergie scherper. Kernenergie past vooral wanneer een grote, langdurige en voorspelbare restvraag overblijft. Wanneer de restvraag grillig is, snel verandert of vooral uit beperkte tekortperioden bestaat, kunnen flexibele STEG's, batterijen, Delta21, vraagsturing, interconnectie en ammoniakimport samen beter aansluiten op de systeembehoefte.

De slotzin wordt dan:

Kernenergie moet niet worden vergeleken met één alternatief, maar met een dynamisch systeem van flexibele STEG's, afzonderlijk inzetbare gasturbines, batterijen, Delta21, vraagsturing, interconnectie, Noordzee-elektrolyse en ammoniakimport.

Hoofdstuk 8 — Waterstofroutes: Noordzee-elektrolyse, kernenergie-elektrolyse en ammoniakimport

8.1 Doel van dit hoofdstuk

In dit hoofdstuk worden de belangrijkste routes voor de toekomstige waterstofvoorziening naast elkaar gezet. Het gaat niet om een losse vergelijking van technieken, maar om volledige ketens. Waterstof kan in Nederland worden gemaakt met elektrolysers op basis van wind op de Noordzee. Waterstof kan ook worden gemaakt met elektrolysers die worden gevoed door kernenergie. Daarnaast kan Nederland ammoniak importeren uit landen met gunstige zon- en windcondities, waarna die ammoniak direct wordt gebruikt, wordt gekraakt naar waterstof, of wordt ingezet als brandstof voor regelbare elektriciteitsproductie.

De centrale vraag is niet of deze routes technisch mogelijk zijn. Dat zijn zij in beginsel alle drie. De vraag is welke route onder Nederlandse systeemcondities het meest robuust, betaalbaar, veilig, tijdig en corrigeerbaar is. Daarmee sluit dit hoofdstuk aan bij het bredere beoordelingskader: systeemniveau, restvraag, chronologie, alternatieven, marktwerking, financiering en corrigeerbaarheid moeten zichtbaar zijn.

8.2 Waterstof als energiedrager, niet als energiebron

Waterstof is geen primaire energiebron. Het is een energiedrager. Dat betekent dat de waarde van waterstof sterk afhankelijk is van de route waarmee zij wordt gemaakt. Waterstof uit elektrolyse vraagt elektriciteit. Waterstof uit ammoniak vraagt eerst productie van waterstof, omzetting naar ammoniak, transport, opslag en eventueel kraken. Waterstof uit aardgas met CO_2-afvang vraagt fossiele brandstof, reforming en opslag van CO_2.

Daarom is de vraag “wat kost waterstof?” onvoldoende. De juiste vraag is:

Welke primaire energiebron wordt gebruikt, welke conversiestappen zijn nodig, welke verliezen ontstaan, welke infrastructuur is vereist, en wie draagt de risico’s?

Voor deze studie zijn vooral drie routes van belang:

wind op de Noordzee → elektrolyse → waterstof;

kernenergie → elektriciteit → elektrolyse → waterstof;

hernieuwbare opwek in gunstige exportlanden → waterstof → ammoniak → import naar Nederland → direct gebruik, kraken naar waterstof of inzet in flexibele STEG’s.

8.3 Route 1 — Noordzee-elektrolyse

De eerste route is binnenlandse of nabijgelegen productie van waterstof met elektriciteit uit wind op de Noordzee. Deze route past bij het Nederlandse beleid rond wind op zee en groene waterstof. De gedachte is dat een deel van de windstroom wordt omgezet in waterstof voor industrie, mobiliteit, chemie of andere toepassingen waarvoor directe elektrificatie lastig is.

Deze route heeft duidelijke voordelen. Wind op zee is een grote duurzame bron in de nabijheid van Nederland. Elektrolysers kunnen flexibel worden ingezet en kunnen produceren wanneer er veel wind is en de elektriciteitsprijs laag is. Daarmee kunnen zij bijdragen aan het benutten van overschotten en mogelijk aan het beperken van congestie rond aanlandpunten.

Maar de route kent ook belangrijke vragen. Windstroom heeft niet automatisch elektrolyse als beste bestemming. Dezelfde elektriciteit kan ook direct worden gebruikt in het elektriciteitssysteem. Bij hoge stroomprijzen heeft directe levering aan huishoudens, industrie, warmtepompen, elektrische boilers, laadinfra en datacenters waarschijnlijk meer waarde dan omzetting naar waterstof. Elektrolyse is dus vooral rationeel wanneer de stroomprijs laag is of wanneer het systeem anders te maken krijgt met overschotten of congestie.

De vraag bij Noordzee-elektrolyse is daarom:

Wordt de elektrolyser flexibel ingezet als afnemer van goedkope duurzame stroom, of krijgt hij een vaste claim op elektriciteit die in sommige uren beter direct gebruikt kan worden?

8.4 De bedrijfslogica van Noordzee-elektrolyse

De kracht van Noordzee-elektrolyse ligt in flexibiliteit. De elektrolyser hoeft niet continu te draaien. Bij veel wind en lage prijzen kan hij waterstof produceren. Bij hogere stroomprijzen kan hij terugregelen of stoppen. In die uren kan windstroom beter naar de elektriciteitsmarkt gaan, terwijl de waterstofvraag wordt aangevuld vanuit opslag, ammoniakkrakers of andere moleculenroutes.

Deze bedrijfslogica maakt de elektrolyser tot een nuttige schakel in een systeem met veel wind en zon. Hij vergroot de vraag in overschoturen en vermindert de vraag in schaarste-uren. Daarmee kan hij de elektriciteitsmarkt helpen stabiliseren.

Tegelijk betekent dit dat Noordzee-elektrolyse niet vanzelf een constante waterstofproductie levert. Als industriële afnemers continu waterstof nodig hebben, zijn aanvullende bronnen nodig. Dat kunnen waterstofopslag, ammoniakimport, ammoniakkrakers, blauwe waterstof of andere routes zijn. De elektrolyser levert dan niet de volledige leveringszekerheid, maar vooral de flexibele productie in goedkope uren.

De operationele conclusie is:

Noordzee-elektrolyse is het sterkst wanneer zij flexibel draait en wordt aangevuld door moleculaire opslag of import.

8.5 Route 2 — Kernenergie-elektrolyse

De tweede route is productie van waterstof met elektriciteit uit kernenergie. De technische gedachte is eenvoudig. Kernenergie levert CO_2-arme elektriciteit met een hoge beschikbaarheid. Elektrolysers hebben elektriciteit nodig. Door beide te koppelen kan de elektrolyser veel draaiuren maken en kan de kerncentrale een stabiele afnemer krijgen.

Deze koppeling lijkt op het eerste gezicht aantrekkelijk, maar zij kent een andere bedrijfslogica dan Noordzee-elektrolyse. Een elektrolyser die op windstroom draait, is vooral waardevol als flexibele afnemer van goedkope stroom. Een elektrolyser die aan kernenergie wordt gekoppeld, krijgt eerder de functie van vaste of semi-vaste afnemer. Hij helpt dan om de kerncentrale veel draaiuren en een rustiger bedrijfsvoering te geven.

Daarmee verandert de vraag. Het gaat niet alleen om goedkope waterstofproductie, maar ook om de economische ondersteuning van een kapitaalintensieve centrale. Een kerncentrale heeft hoge vaste kosten en wil veel uren draaien. Als de elektrolyser wordt gebruikt om die draaiuren mogelijk te maken, dan levert hij niet alleen waterstof, maar ook een systeemdienst aan de kerncentrale.

De vraag bij kernenergie-elektrolyse is daarom:

Produceert de elektrolyser goedkope waterstof, of functioneert hij mede als afnamebuffer om de kerncentrale bedrijfseconomisch overeind te houden?

8.6 De economische spanning bij kernenergie-elektrolyse

De economische spanning ontstaat doordat kernenergie en elektrolyse niet vanzelf dezelfde marktlogica hebben. De elektrolyser wil bij voorkeur goedkope stroom. Die goedkope stroom ontstaat vooral in uren met veel wind en zon. De kerncentrale wil juist stabiele afname tegen een prijs die haar vaste kosten dekt. In overschoturen kan kernenergie te duur zijn ten opzichte van wind en zon. In tekorturen is kernstroom waardevol voor de elektriciteitsmarkt en is het niet vanzelfsprekend dat zij naar elektrolyse moet gaan.

Daarom moet de nucleaire elektrolyseroute niet worden beoordeeld op een technisch maximum aantal draaiuren, maar op economische inzetbaarheid. De vraag is hoeveel uren de elektrolyser kernstroom kan afnemen tegen een prijs waarmee de waterstof kan concurreren met alternatieven. Als de prijs te hoog is, wordt de waterstof duur. Als de prijs laag wordt gehouden met publieke garanties, subsidies of kostenverschuiving, ontstaat het risico van verborgen kruis subsidie.

De essentie is:

Kernenergie kan elektrolysers voeden, maar daarmee is nog niet bewezen dat waterstof uit kernenergie goedkoper is dan waterstof uit wind op zee of geïmporteerde ammoniak.

8.6.1Kannibalisatie door extra kernenergie in een systeem met wind en elektrolyse

De introductie van 3.000 tot 6.000 MWe kernenergie in het Nederlandse elektriciteitssysteem kan niet worden behandeld als een neutrale toevoeging van CO_2-arme productie. Zij verandert de prijsvorming in een markt waarin wind en zon al vaak tegen zeer lage marginale kosten aanbieden. Extra kernenergie vergroot het aanbod in veel uren en kan daardoor de marktprijs verder drukken. Dat raakt niet alleen de opbrengstwaarde van de kerncentrales zelf, maar ook de waarde van windproductie en vooral de waarde van de reststroom van windparken die gedeeltelijk aan elektrolysers leveren.

Bij een windpark dat een deel van zijn productie aan een elektrolyser levert, resteert voor de elektriciteitsmarkt geen gemiddeld windprofiel, maar een residueel profiel. De elektrolyser neemt eerst een deel van de productie af, bijvoorbeeld de eerste 300 MWe van een windpark van 1.000 MWe. Alleen de productie boven het vermogen van de elektrolyser komt nog op de stroommarkt, tenzij die wordt opgeslagen of afgeregeld. Die restproductie treedt juist op in uren met hoge windproductie. Dat zijn vaak ook de uren waarin andere windparken veel produceren en waarin wind de marginale prijs zet. De marktwaarde van deze reststroom is daardoor lager dan de gemiddelde stroomprijs en waarschijnlijk ook lager dan de gemiddelde capture price van wind.

Wanneer in diezelfde uren ook nog 3.000 tot 6.000 MWe kernenergie als groot, laag variabel aanbod in de markt aanwezig is, wordt de neerwaartse prijsdruk sterker. Dan kannibaliseert kernenergie niet alleen haar eigen opbrengstwaarde, maar ook de restwaarde van windproductie na elektrolyse. Dit effect is essentieel voor de contracten tussen windpark en elektrolyser. Als de elektrolyser een vaste of langjarige prijs betaalt, hangt de economische balans mede af van de opbrengst van de reststroom. Daalt die restopbrengst door extra kernenergie, dan moet dat verlies ergens worden opgevangen: bij de windparkexploitant, de elektrolyser, de waterstofafnemer, de overheid, de netgebruiker of uiteindelijk de kleinverbruiker.

Daarom moet bij iedere analyse van kernenergie, wind en elektrolyse expliciet worden vastgesteld wie het prijsrisico draagt. De relevante vraag is niet alleen wat kernenergie kost, of wat groene waterstof kost, maar hoe de extra productie de marktwaarde van alle andere schakels beïnvloedt. Een overeenkomst tussen windpark en elektrolyser moet daarom inzicht geven in de vaste prijs, de eigendom van de reststroom, de waardering van die reststroom, de verdeling van prijsrisico’s, de invloed van extra kernenergie op de marktprijs en eventuele publieke garanties. Zonder zo’n analyse kan niet worden vastgesteld of de keten werkelijk economisch robuust is.

De kern is:

Extra kernenergie kannibaliseert niet alleen zichzelf, maar kan ook de restwaarde van windproductie na elektrolyse aantasten. Wie kernenergie toevoegt aan een systeem met wind, elektrolysers en reststroom, verandert de waarde van alle contracten in de keten.

8.7 Route 3 — Ammoniakimport en kraken naar waterstof

De derde route is import van ammoniak. In landen met betere zon- en windcondities kan hernieuwbare elektriciteit mogelijk goedkoper worden geproduceerd dan in Nederland. Die elektriciteit kan daar worden gebruikt voor elektrolyse. De geproduceerde waterstof kan vervolgens worden omgezet in ammoniak, omdat ammoniak gemakkelijker over zee kan worden vervoerd en opgeslagen dan waterstof.

In Nederland kan geïmporteerde ammoniak vervolgens op verschillende manieren worden gebruikt. Zij kan direct als grondstof of energiedrager worden ingezet. Zij kan ook worden gekraakt naar waterstof. In dat geval levert de ammoniakroute waterstof aan de Nederlandse markt, vooral wanneer elektrolysers onvoldoende produceren of wanneer continue levering nodig is.

Deze route kent conversieverliezen. Elektrolyse, ammoniaksynthese, transport, opslag, kraken en waterstofafscheiding kosten energie en geld. Daar staat tegenover dat de primaire productie kan plaatsvinden in gebieden met veel goedkopere duurzame energie, meer ruimte en mogelijk hogere vollasturen. Daardoor kan de route ondanks extra conversiestappen concurrerend zijn.

De vraag bij ammoniakimport is:

Wegen de lagere productiekosten in gunstige exportlanden op tegen de extra kosten en verliezen van omzetting, transport, opslag en kraken?

8.8 Ammoniak als directe energiedrager en grondstof

Ammoniak hoeft niet altijd te worden gekraakt naar waterstof. In sommige toepassingen kan ammoniak direct als grondstof of energiedrager worden gebruikt. Dat is belangrijk, omdat elke extra conversiestap verlies en kosten veroorzaakt. Als ammoniak direct bruikbaar is, kan de route eenvoudiger en mogelijk goedkoper zijn dan eerst kraken naar waterstof.

Deze mogelijkheid moet per toepassing worden beoordeeld. Voor sommige industriële processen is waterstof nodig. Voor andere toepassingen kan ammoniak zelf relevant zijn. De studie moet daarom niet automatisch aannemen dat alle geïmporteerde ammoniak naar waterstof wordt omgezet.

De toets vraag is:

Is waterstof werkelijk nodig als eindproduct, of kan ammoniak zelf de gevraagde functie vervullen?

Deze vraag is belangrijk omdat zij de vergelijking met elektrolyse verandert. Als ammoniak direct inzetbaar is, concurreert zij niet alleen met waterstof uit elektrolyse, maar ook met de veronderstelling dat Nederland alle moleculen eerst als waterstof moet produceren.

8.9 Ammoniak als brandstof voor flexibele STEG’s

Ammoniak kan ook een rol spelen in de elektriciteitsmarkt. In deze variant wordt geïmporteerde ammoniak gebruikt als brandstof voor flexibele STEG’s. De route is dan:

hernieuwbare opwek in exportlanden → waterstof → ammoniak → transport naar Nederland → verbranding in flexibele STEG → elektriciteit.

Deze route is relevant omdat zij een alternatief vormt voor kernenergie als regelbare bron in tekorturen. Een ammoniak-STEG hoeft niet continu te draaien. Zij kan worden ingezet wanneer wind en zon onvoldoende leveren en wanneer batterijen, vraagsturing of interconnectie niet genoeg zijn. Daarmee past zij bij een grillige restvraag.

De route heeft duidelijke aandachtspunten: verbrandingstechniek, NOx-beheersing, rendement, opslag, toxiciteit, veiligheid, importzekerheid en brandstofkosten. Maar systeemmatig is zij belangrijk, omdat zij ammoniak een dubbele rol geeft. Ammoniak kan de waterstofmarkt ondersteunen én regelbaar vermogen leveren aan de elektriciteitsmarkt.

De vraag is:

Kan ammoniakimport selectief worden ingezet voor waterstoftekorten en regelbare elektriciteit, waardoor de noodzaak van kernenergie kleiner wordt?

8.10 De rol van krakers in een gemengde waterstofmarkt

In een gemengde waterstofmarkt leveren elektrolysers en ammoniakkrakers verschillende functies. Elektrolysers leveren vooral wanneer stroom goedkoop is. Ammoniakkrakers leveren wanneer elektrolysers onvoldoende produceren, bijvoorbeeld bij hoge stroomprijzen, lage windproductie of hoge directe elektriciteitsvraag.

Dit betekent dat ammoniakkrakers niet alleen moeten worden beoordeeld op hun gemiddelde kostprijs per kilogram waterstof. Zij leveren ook beschikbaarheid. Zij zorgen ervoor dat de waterstofmarkt kan blijven functioneren wanneer elektrolysers terugregelen of stoppen. Daarmee lijken ze op regelbare centrales in de elektriciteitsmarkt: zij draaien misschien minder uren, maar zijn belangrijk voor leveringszekerheid.

Daar ontstaat een risico in de marktordening. Elektrolysers kunnen de goedkope uren benutten en op marginale kosten concurreren. Krakers moeten de tekorten aanvullen en dragen de kosten van beschikbaarheid. Als die beschikbaarheid niet wordt beloond, kan de marktuitkomst scheef worden. De elektrolyser lijkt dan dominant, terwijl de ammoniakroute nodig blijft om het systeem betrouwbaar te houden.

De essentie is:

Elektrolysers produceren de goedkope uren; ammoniakkrakers borgen de waterstofzekerheid in de overige uren.

8.11 Marginale kosten versus integrale kosten

De vergelijking tussen de drie routes moet steeds onderscheid maken tussen marginale kosten en integrale kosten. Een elektrolyser kan bij lage stroomprijzen goedkoop produceren. Dat betekent niet automatisch dat de volledige elektrolyseroute goedkoop is. De investering in de elektrolyser, aansluiting, waterbehandeling, compressie, opslag, subsidies en garanties moet ook worden betaald.

Hetzelfde geldt voor kernenergie. Een kerncentrale heeft lage variabele kosten, maar hoge vaste kosten. Als zij wordt gekoppeld aan elektrolyse, moet duidelijk zijn of de elektrolyser de werkelijke kosten van de kernstroom betaalt. Als dat niet zo is, lijkt waterstof uit kernenergie goedkoper dan zij maatschappelijk is.

Bij ammoniakimport zijn de variabele kosten zichtbaarder: ammoniak moet worden gekocht, vervoerd, opgeslagen en eventueel gekraakt. Daardoor kan ammoniak in de markt duurder lijken. Maar de route kan toch systeemwaarde hebben wanneer zij leveringszekerheid biedt en minder binnenlandse investeringen in basislastvermogen vraagt.

De vraag luidt:

Worden de routes vergeleken op biedprijs in de markt, of op volledige ketenkosten inclusief beschikbaarheid, infrastructuur en risico?

8.12 De relatie met de elektriciteitsmarkt

De waterstofroutes kunnen niet los worden gezien van de elektriciteitsmarkt. Noordzee-elektrolyse gebruikt stroom die ook direct in het elektriciteitssysteem kan worden ingezet. Kernenergie-elektrolyse gebruikt stroom die de kerncentrale ook aan het net kan leveren. Ammoniak-STEG's leveren juist stroom terug aan het net in tekorturen.

Daardoor ontstaat een voortdurende keuze tussen elektronen en moleculen. Bij lage elektriciteitsprijzen kan omzetting naar waterstof zinvol zijn. Bij hoge elektriciteitsprijzen is directe levering van elektriciteit waarschijnlijk waardevoller. Bij langdurige tekorten kunnen moleculen, zoals waterstof of ammoniak, juist weer nodig zijn om stroom te maken.

De waterstofroute moet daarom worden beoordeeld op het moment van inzet. Een kilogram waterstof uit elektrolyse in een overschot uur heeft een andere systeemwaarde dan een kilogram waterstof waarvoor schaarse elektriciteit wordt gebruikt. Een MWh uit een ammoniak-STEG in een tekort uur heeft een andere waarde dan dezelfde energie-inhoud in een periode van overschot.

Wanneer een elektrolyser van 300 MWe preferent wordt gekoppeld aan een windpark van 1.000 MWe, verandert het aanbodprofiel dat op de elektriciteitsmarkt verschijnt. De elektrolyser neemt eerst een vaste of begrensde laag uit het windprofiel op. Daardoor neemt het aantal uren waarin het windpark geen reststroom aan de elektriciteitsmarkt aanbiedt toe. In het voorbeeld stijgt het aandeel uren zonder restaanbod van circa 30% naar circa 40%. De fysieke grilligheid van wind verandert daardoor niet wezenlijk, maar het economische profiel van de resterende stroom wel. Wat resteert voor de elektriciteitsmarkt is vooral productie uit uren waarin het windpark boven het elektrolyse vermogen uitkomt. Juist die uren vallen veelal samen met hoge productie van andere windparken, waardoor wind vaak de marginale prijs zet en de marktprijs laag is.

De essentie is:

De waarde van waterstofroutes wordt mede bepaald door de uurwaarde van elektriciteit.

8.12.1 Kannibalisatie door extra kernenergie in een systeem met wind en elektrolyse

De introductie van 3.000 tot 6.000 MWe kernenergie in het Nederlandse elektriciteitssysteem kan niet worden behandeld als een neutrale toevoeging van CO_2-arme productie. Zij verandert de prijsvorming in een markt waarin wind en zon al vaak tegen zeer lage marginale kosten aanbieden. Extra kernenergie vergroot het aanbod in veel uren en kan daardoor de marktprijs verder drukken. Dat raakt niet alleen de opbrengstwaarde van de kerncentrales zelf, maar ook de waarde van windproductie en vooral de waarde van de reststroom van windparken die gedeeltelijk aan elektrolysers leveren.

Bij een windpark dat een deel van zijn productie aan een elektrolyser levert, resteert voor de elektriciteitsmarkt geen gemiddeld windprofiel, maar een residueel profiel. De elektrolyser neemt eerst een deel van de productie af, bijvoorbeeld de eerste 300 MWe van een windpark

van 1.000 MWe. Alleen de productie boven het vermogen van de elektrolyser komt nog op de stroommarkt, tenzij die wordt opgeslagen of afgeregeld. Die restproductie treedt juist op in uren met hoge windproductie. Dat zijn vaak ook de uren waarin andere windparken veel produceren en waarin wind de marginale prijs zet. De marktwaarde van deze reststroom is daardoor lager dan de gemiddelde stroomprijs en waarschijnlijk ook lager dan de gemiddelde capture price van wind.

Wanneer in diezelfde uren ook nog 3.000 tot 6.000 MWe kernenergie als groot, laag variabel aanbod in de markt aanwezig is, wordt de neerwaartse prijsdruk sterker. Dan kannibaliseert kernenergie niet alleen haar eigen opbrengstwaarde, maar ook de restwaarde van windproductie na elektrolyse. Dit effect is essentieel voor de contracten tussen windpark en elektrolyser. Als de elektrolyser een vaste of langjarige prijs betaalt, hangt de economische balans mede af van de opbrengst van de reststroom. Daalt die restopbrengst door extra kernenergie, dan moet dat verlies ergens worden opgevangen: bij de windparkexploitant, de elektrolyser, de waterstofafnemer, de overheid, de netgebruiker of uiteindelijk de kleinverbruiker.

Daarom moet bij iedere analyse van kernenergie, wind en elektrolyse expliciet worden vastgesteld wie het prijsrisico draagt. De relevante vraag is niet alleen wat kernenergie kost, of wat groene waterstof kost, maar hoe de extra productie de marktwaarde van alle andere schakels beïnvloedt. Een overeenkomst tussen windpark en elektrolyser moet daarom inzicht geven in de vaste prijs, de eigendom van de reststroom, de waardering van die reststroom, de verdeling van prijsrisico’s, de invloed van extra kernenergie op de marktprijs en eventuele publieke garanties. Zonder zo’n analyse kan niet worden vastgesteld of de keten werkelijk economisch robuust is.

De kern is:

Extra kernenergie kannibaliseert niet alleen zichzelf, maar kan ook de restwaarde van windproductie na elektrolyse aantasten. Wie kernenergie toevoegt aan een systeem met wind, elektrolysers en reststroom, verandert de waarde van alle contracten in de keten.

8.12.1. Waterstofnetten, profielkosten en balansverantwoordelijkheid

Een waterstofnet vereist meer dan transportcapaciteit. Het vereist ook drukhandhaving, balans en leveringszekerheid. Wanneer elektrolysers flexibel draaien op goedkope windstroom, ontstaat een variabel invoeding profiel. Dat kan systeemmatig nuttig zijn voor de elektriciteitsmarkt, maar het creëert een opgave in de waterstofmarkt. Industriële afnemers kunnen niet altijd hun afname aanpassen aan het windprofiel. Er is daarom opslag, import, kraker capaciteit of andere back-up nodig.

De vraag is wie verantwoordelijk is voor die profielverschillen. Als de elektrolyser alleen wordt beloond voor productie in goedkope uren, terwijl opslag of ammoniakkrakers de tekorten aanvullen, dan draagt een andere partij de leveringszekerheid. Dat kan doelmatig zijn, maar de kosten moeten zichtbaar worden. Anders lijkt elektrolyse goedkoper dan zij werkelijk is.

De noodzakelijke contracten betreffen dan niet alleen prijs en volume, maar ook capaciteit, profiel, beschikbaarheid, afwijkingen, balansverantwoordelijkheid en compensatie. Een elektrolyser die geen opslag heeft en variabel produceert, kan niet zonder meer een constante

waterstoflevering claimen. Hij moet ofwel zelf flexibiliteit inkopen, ofwel betalen voor de partij die de druk en levering in het net borgt.

Flexibele elektrolyse verlaagt mogelijk de elektriciteitskosten, maar verhoogt de behoefte aan balans, opslag en profielcompensatie in de waterstofketen.

8.13 Toepassing op de Rotterdamse haven

Voor de Rotterdamse haven zijn alle drie de routes relevant. De haven is een groot industrieel cluster, een mogelijke aanlandlocatie voor wind op zee, een potentiële locatie voor elektrolysers, een import hub voor ammoniak en waterstofdragers, en mogelijk onderwerp van discussie over kernenergie of SMR's op de Maasvlakte.

Daarom is de haven bij uitstek een plek waar de routes elkaar raken. Grootschalige elektrolyse kan worden gekoppeld aan wind op zee. Ammoniakimport kan de industrie voorzien van moleculen en mogelijk regelbaar vermogen ondersteunen. Kernenergie kan in beleidsdiscussies worden opgevoerd als bron van CO_2-arme stroom voor elektrolysers of industrie.

Juist daarom moet voorkomen worden dat losse projecten ongemerkt een systeemkeuze vormen. Als elektrolysers op de Maasvlakte worden gebouwd voor wind op zee, is dat een andere logica dan elektrolysers die later als afnamebasis voor kernenergie gaan fungeren. Als ammoniakimport toch nodig blijft voor waterstofzekerheid, moet zij volwaardig worden meegenomen in de strategie. Als ammoniak ook regelbaar vermogen kan leveren via STEG's, verandert de noodzaak van kernenergie.

De centrale vraag voor de haven wordt:

Wordt de Rotterdamse haven ingericht als flexibel knooppunt van elektriciteit, waterstof en ammoniak, of ontstaat stap voor stap een vaste keten waarin elektrolysers de afnamebasis vormen voor kernenergie?

8.14 Vergelijkende samenvatting van de routes

De Noordzee-route is vooral sterk wanneer elektrolysers flexibel draaien op goedkope windstroom en worden aangevuld door opslag of import. De route past bij een systeem met veel duurzame opwek en variabele prijzen.

De kernenergie-route is vooral sterk wanneer er voldoende stabiele restvraag is, wanneer de kerncentrale tijdig en betaalbaar wordt gebouwd, en wanneer elektrolysers bereid zijn langjarig stroom af te nemen tegen een prijs die de kerncentrale financierbaar maakt. Zonder die voorwaarden ontstaat het risico dat elektrolyse vooral dient om kernenergie te legitimeren.

De ammoniakroute is vooral sterk wanneer productie in exportlanden duidelijk goedkoper is, wanneer importketens betrouwbaar zijn, en wanneer ammoniak meerdere functies kan vervullen: waterstofdrager, directe grondstof en brandstof voor flexibele STEG's. De route kent veiligheids- en importvragen, maar kan de Nederlandse elektriciteits- en waterstofmarkt tegelijk ondersteunen.

8.15 Tussenconclusie

De drie waterstofroutes verschillen fundamenteel in bedrijfslogica. Noordzee-elektrolyse is een flexibele route die vooral past bij goedkope duurzame overschotstroom. Kernenergie-elektrolyse is een stabiele-afnameroute die alleen overtuigt wanneer kernenergie zelf economisch robuust is en elektrolysers de stroom tegen kostendekkende prijzen willen afnemen. Ammoniakimport is een moleculenroute die zowel waterstoftekorten kan aanvullen als regelbaar vermogen kan leveren via flexibele STEG's.

Daarmee wordt duidelijk dat elektrolyse niet op één manier moet worden beoordeeld. Een elektrolyser die flexibel op windstroom draait, heeft een andere systeemfunctie dan een elektrolyser die een kerncentrale helpt vollasturen te maken. Evenzo is ammoniakimport niet alleen een concurrent van elektrolyse, maar ook een mogelijke oplossing voor leveringszekerheid en restvraag.

De slotzin van dit hoofdstuk kan zijn:

De vraag is niet of Nederland waterstof kan maken, maar welke route — Noordzee-elektrolyse, kernenergie-elektrolyse of ammoniakimport — onder volledige ketenkosten, systeemwaarde en risicoverdeling het meest rationeel is.

Hoofdstuk 9 — Case 1: kernenergie in een duurzaam elektriciteitssysteem

9.1 Doel van deze case

Deze eerste case onderzoekt of kernenergie past in een elektriciteitssysteem met veel duurzame opwek, opslag, flexibiliteit en regelbaar vermogen. Het gaat hier nog niet primair om waterstofproductie, maar om de systeemvraag daarvóór:

Is er in het toekomstige Nederlandse elektriciteitssysteem voldoende ruimte voor kernenergie, wanneer wind op zee, zon, opslag, flexibele STEG's, vraagsturing, interconnectie en mogelijk Delta21 eveneens beschikbaar zijn?

Deze vraag moet eerst worden beantwoord voordat kernenergie kan worden opgevoerd als basis voor elektrolyse. Wanneer kernenergie zelf al moeilijk past in het elektriciteitssysteem, wordt elektrolyse al snel gebruikt als afnamebuffer om de kerncentrale bedrijfseconomisch overeind te houden. Dan is elektrolyse niet langer alleen waterstofproductie, maar ook een instrument om kernenergie draaiend te houden.

De kern van deze case is daarom:

Kernenergie moet eerst haar plaats in het elektriciteitssysteem verdienen, voordat zij als logische bron voor elektrolyse kan worden beschouwd.

9.2 De relevante vraag is de restvraag

De beoordeling van kernenergie mag niet beginnen bij de totale elektriciteitsvraag per jaar. De relevante vraag is de **restvraag**: de vraag die overblijft na productie uit wind, zon, interconnectie, opslag, vraagsturing en flexibele afname. In de eerdere beoordelingsmatrix is dit ook als beslissend criterium benoemd: niet de bruto vraag in 2040 of 2050 is doorslaggevend, maar de economisch bruikbare restvraag na duurzaam, opslag, vraagsturing, import/export, elektrolyse en flexibele centrales.

Wanneer die restvraag groot, langdurig en voorspelbaar is, kan kernenergie een rol spelen. Wanneer de restvraag grillig, kortdurend en prijsgevoelig is, komen flexibele opties sterker in beeld. Dan gaat het niet om baseload, maar om regelbaar vermogen, opslag en snelle correctie.

De vraag voor deze case luidt daarom:

Is de restvraag geschikt voor een kapitaalintensieve centrale die veel uren wil draaien, of vraagt zij vooral om flexibiliteit?

9.3 De jaardynamiek: overschot, transitie zone en tekort

In een systeem met veel wind en zon ontstaat geen vlak productieprofiel. Er ontstaat een jaardynamiek met verschillende zones.

In een groot deel van het jaar is er veel duurzame productie. Wind en zon drukken dan de elektriciteitsprijs. In deze uren is er weinig ruimte voor dure of kapitaalintensieve productie die veel opbrengst nodig heeft. Kernenergie kan technisch blijven produceren, maar economisch verliest zij waarde wanneer de marktprijs laag of negatief wordt.

Daarna ontstaat een overgangszone. Op basis van de besproken jaarduurkromme ligt die zone indicatief tussen ongeveer uur 5.000 en uur 7.000, dus gedurende circa 2.000 uur per jaar. In deze zone is het systeem economisch het meest gevoelig. Kernenergie kan proberen te blijven draaien of op te regelen. Elektrolysers kunnen juist gaan afregelen wanneer stroom duurder wordt. Tegelijk concurreren opslag, wind, kernenergie, flexibele STEG's, afzonderlijk inzetbare gasturbines, batterijen en eventueel Delta21 om dezelfde systeemruimte.

In de tekorturen is er onvoldoende duurzame productie. Dan krijgt regelbaar vermogen waarde. Kernenergie kan dan voluit draaien, maar wordt aangevuld door opslag, flexibele STEG's, gasturbinebedrijf binnen STEG-configuraties, interconnectie, vraagsturing en mogelijk ammoniak-STEG's. In deze uren is kernenergie nuttig, maar de vraag is of het aantal en de waarde van deze uren voldoende zijn om de vaste kosten van kernenergie te dragen.

De jaardynamiek kan daarmee als volgt worden gelezen:

in overschoturen verliest kernenergie opbrengstwaarde;
in de transitie zone ontstaat concurrentie tussen kernenergie, elektrolyse, opslag en flexibele centrales;
in tekorturen heeft kernenergie waarde, maar concurreert zij met andere vormen van regelbaar vermogen.

9.4 De transitie zone is analytisch het moeilijkst

De transitie zone tussen overschot en tekort is de moeilijkste zone. Hier is geen eenvoudig antwoord te geven zonder een zeer goede analyse van alle betrokken technieken en hun eigenschappen.

In deze zone kunnen meerdere processen tegelijk optreden. Kernenergie kan proberen op te regelen of in bedrijf te blijven. Elektrolysers kunnen juist afregelen omdat elektriciteit meer waarde krijgt in directe toepassing. Batterijen kunnen laden of ontladen afhankelijk van prijsverwachting en resterende opslaginhoud. Delta21 kan water oppompen of elektriciteit terugleveren, afhankelijk van de systeemstand. Flexibele STEG's kunnen starten of doordraaien. De gasturbine binnen een STEG-configuratie kan afzonderlijk als piekmachine worden ingezet. Interconnectie kan importeren of exporteren, afhankelijk van buurlanden. Vraagsturing kan verbruik verschuiven.

De uitkomst wordt dan bepaald door veel eigenschappen tegelijk:

marginale kosten;
startkosten;
minimale inbedrijfstijd;
minimale stoptijd;
rampsnelheid;
regelbereik;

opslaginhoud;
resterende laadtoestand;
brandstofkosten;
emissiekosten;
contractuele verplichtingen;
netbeperkingen;
verwachte prijzen in de volgende uren;
behoefte aan reservevermogen.

Zonder chronologisch model is hier geen eenduidig antwoord te geven. Een jaargemiddelde of eenvoudige kostprijsvergelijking is dan onvoldoende. De relevante vraag is niet alleen welke techniek de laagste gemiddelde kostprijs heeft, maar welke techniek op dat moment, met die systeemstand, het beste past.

9.5 Dynamiek van kernenergie

Kerncentrales kunnen technisch vermogen regelen, maar zij zijn geen gewone start-stopmachines. Zij vragen beheerste bedrijfsvoering. Hun minimale stop- en starttijden zijn lang, en snelle of frequente bedrijfsovergangen zijn technisch, organisatorisch en economisch ongewenst.

Dat betekent dat kernenergie vooral past bij een stabiele of langdurige restvraag. Wanneer het systeem gedurende langere tijd behoefte heeft aan CO_2-arme elektriciteit, kan kernenergie waarde leveren. Maar wanneer de restvraag snel wisselt, wanneer overschot en tekort elkaar snel afwisselen, of wanneer prijzen sterk fluctueren, wordt kernenergie kwetsbaar.

De kerncentrale kan dan in drie ongunstige situaties terechtkomen. Zij kan blijven produceren bij lage prijzen en daardoor opbrengstwaarde verliezen. Zij kan terugregelen en daardoor vollasturen verliezen. Of zij kan via elektrolysers een extra afnemer zoeken, waardoor de vraag ontstaat of de elektrolyser nog goedkope waterstof maakt of vooral de kerncentrale helpt.

De essentie is:

Kernenergie kan beheerst regelen, maar haar economie vraagt rust, hoge benutting en voorspelbare opbrengst.

9.6 Dynamiek van flexibele STEG’s

Flexibele STEG’s hebben een andere systeemfunctie. In deze studie wordt onder een flexibele STEG een installatie verstaan waarbij de gasturbine ook afzonderlijk als piekmachine kan worden bedreven. Daardoor ontstaat een combinatie van efficiëntie en flexibiliteit.

In volledig STEG-bedrijf kan de centrale relatief efficiënt elektriciteit leveren tijdens langere perioden met positieve restvraag. In afzonderlijk gasturbinebedrijf kan sneller worden gereageerd op korte pieken, plotselinge tekorten of snelle veranderingen in wind- en zonneproductie. De minimale inbedrijfstijd en stoptijd zijn korter dan bij kernenergie. Het regelbereik is groter en de bedrijfsvoering is beter afgestemd op wisselende restvraag.

Daarmee zijn flexibele STEG's aantrekkelijk in een systeem waarin de restvraag niet stabiel is. Hun vaste kosten zijn lager dan die van kernenergie, terwijl hun brandstofkosten hoger zijn. Dat kostenprofiel kan juist gunstig zijn bij beperkte draaiuren: men betaalt dan niet voor een centrale die het hele jaar moet draaien, maar voor capaciteit die beschikbaar is wanneer het systeem haar nodig heeft.

De essentie is:

Een flexibele STEG hoeft niet veel uren te draaien om systeemwaarde te hebben; zij moet vooral beschikbaar zijn wanneer de restvraag positief wordt.

9.7 Dynamiek van batterijen en Delta21

Batterijen hebben een zeer snelle respons. Zij kunnen vrijwel direct laden of ontladen. Daardoor zijn zij geschikt voor korte fluctuaties, frequentieondersteuning, piekafvlakking en snelle ramps. Hun beperking ligt in energieduur. Batterijen kunnen veel vermogen leveren, maar slechts gedurende een beperkt aantal uren, afhankelijk van hun opslagcapaciteit.

Delta21 bevindt zich in een andere categorie. Met indicatief circa 30.000 MWh opslagcapaciteit en circa 2.000 MWe vermogen kan Delta21 fungeren als grootschalige systeemdemper. Het is geen gewone batterij, maar een grotere opslagoptie tussen kort-cyclische batterijen en moleculaire opslag. Delta21 kan overschotten opnemen, later elektriciteit leveren en de overgang tussen overschot en tekort verzachten.

Voor kernenergie is dit belangrijk. Opslag dempt de restvraag. Dat kan op korte termijn gunstig lijken voor kernenergie omdat het systeem rustiger wordt, maar opslag kan ook de dure uren verminderen waarop kernenergie haar opbrengstwaarde zou moeten verdienen. Voor elektrolysers betekent opslag dat niet alle overschotstroom automatisch naar waterstof hoeft te gaan. Er ontstaat concurrentie tussen opslaan als elektriciteit en omzetten naar moleculen.

De essentie is:

Batterijen en Delta21 veranderen niet alleen de balans, maar ook de waarde van kernenergie, elektrolyse en regelbaar vermogen.

9.8 De rol van elektrolysers in deze case

Elektrolysers hebben in deze case een dubbele betekenis. Enerzijds kunnen zij nuttige flexibele afnemers zijn. Bij lage stroomprijzen kunnen zij overschotten opnemen en waterstof produceren. Bij hoge stroomprijzen kunnen zij afregelen of stoppen, zodat elektriciteit beschikbaar blijft voor directe toepassingen.

Anderzijds kunnen elektrolysers worden gebruikt om kernenergie meer draaiuren te geven. Dan verandert hun functie. Zij zijn dan niet alleen waterstofproducent, maar ook afnamebuffer voor de kerncentrale. Dat kan technisch nuttig zijn, omdat de kerncentrale rustiger kan draaien. Maar die rust heeft een prijs. De elektrolyser draait dan niet noodzakelijk op de goedkoopste stroom, maar op stroom die de kerncentrale kwijt moet of wil leveren.

Daarom moet in deze case steeds worden gevraagd:

Is de elektrolyser flexibel marktvolgend, of kernenergie-volgend?

Bij een marktvolgende elektrolyser bepaalt de elektriciteitsprijs de inzet. Bij een kernenergie-volgende elektrolyser bepaalt mede de bedrijfsvoering van de kerncentrale de inzet. Dat zijn verschillende economische logica's.

9.9 De strijd op marginale kosten

In de transitie zone ontstaat concurrentie op marginale kosten. Wind en zon hebben zeer lage marginale kosten. Kernenergie heeft lage variabele kosten, maar hoge vaste kosten. Batterijen en Delta21 bieden op basis van laadtoestand, verwachte prijsverschillen en rendement. Flexibele STEG's bieden op basis van brandstofkosten, startkosten en rendement. Ammoniak-STEG's voegen daar de ammoniakprijs, verbrandingsrendement en emissiebeheersing aan toe. Elektrolysers bieden als vraag: zij nemen stroom af zolang de waterstofwaarde hoger is dan de stroomkosten en operationele kosten.

Deze markt kan op korte termijn efficiënt lijken. De goedkoopste marginale optie wint. Maar daarmee is niet bewezen dat de systeemcombinatie op lange termijn goedkoop is. De vaste kosten van kernenergie, opslag, elektrolysers, netten en infrastructuur moeten ook worden terugverdiend. Wanneer die vaste kosten via subsidies, publieke garanties, capaciteitsvergoedingen of nettarieven worden gedragen, kan de markt lage marginale prijzen tonen terwijl de maatschappelijke kosten hoog zijn.

De essentie is:

De marginale markt bepaalt de inzet per uur, maar niet of het verstandig was om alle installaties te bouwen.

9.9.1Conservatieve waardering van kernenergie in de transitie zone

In de transitie zone tussen overschot en tekort is de opbrengstwaarde van kernenergie onzeker. Deze zone wordt gekenmerkt door snelle wisselingen in restvraag, veranderende stroomprijzen en concurrentie tussen meerdere flexibiliteitsopties. Kernenergie kan technisch wel beheerst regelen, maar is geen gewone start-stopmachine. Flexibele STEG's, afzonderlijk inzetbare gasturbines, batterijen en Delta21 kunnen in deze zone vaak sneller en gerichter reageren.

Daarom is het voor een voorzichtige systeembeoordeling verstandig om de inkomsten van kernenergie in deze transitie zone niet zonder meer mee te tellen. Veiligheidshalve kunnen deze inkomsten op nul worden gezet, tenzij een gedetailleerde chronologische dispatch-analyse aantoont dat kernenergie in deze uren daadwerkelijk produceert tegen positieve marktwaarde en niet wordt verdrongen door flexibelere opties.

Deze aanname is niet bedoeld als negatieve vooringenomenheid tegen kernenergie, maar als methodische voorzichtigheid. In de transitie zone is niet zeker of kernenergie economisch aan bod komt, tegen welke prijs zij produceert, hoeveel zij moet terugregelen en of elektrolysers nog bereid zijn stroom af te nemen. Wanneer inkomsten uit deze uren toch worden

meegenomen zonder nadere analyse, kan de businesscase van kernenergie te gunstig worden voorgesteld.

In de transitie zone mogen inkomsten voor kernenergie pas worden meegeteld wanneer een chronologische analyse laat zien dat kernenergie daar werkelijk marktwaarde heeft; zonder die analyse is nul inkomsten de veiligste aanname.

9.10 Waarom zonder goede analyse geen eenduidig antwoord mogelijk is

Deze case kan niet overtuigend worden beantwoord met eenvoudige kengetallen. De interactie tussen kernenergie, elektrolysers, flexibele STEG's, batterijen, Delta21, interconnectie, vraagsturing en ammoniak-STEG's is te dynamisch. Het gaat om uurprofielen, niet om jaargemiddelden.

Een goede analyse moet ten minste bevatten:

een chronologisch model met wind, zon en vraag;
expliciete restvraag na opslag, vraagsturing en interconnectie;
start- en stopbeperkingen per techniek;
minimale inbedrijf- en stoptijden;
rampsnelheden en regelbereik;
batterijcapaciteit en laadtoestand;
Delta21-capaciteit en inzetstrategie;
brandstofprijzen voor aardgas, waterstof en ammoniak;
CO_2-prijzen en emissiegrenzen;
marginale kosten en vaste kosten;
netbeperkingen;
waterstofvraag, opslag en ammoniakkrakers;
contractuele verplichtingen van elektrolysers en kerncentrales.

Zonder zo'n analyse is geen eenduidig antwoord mogelijk op de vraag of kernenergie goed past. Men kan dan hooguit kwalitatief zeggen onder welke omstandigheden kernenergie sterker of zwakker staat.

9.10.1 Dynamische beperkingen van kernenergie in de transitie zone

In de transitie zone tussen overschot en tekort wordt kernenergie niet alleen beoordeeld op marginale kosten. De operationele beperkingen zijn minstens zo belangrijk. Voor kerncentrales zijn de kosten van stoppen en starten hoog, de start- en stopduur lang, en de minimale inbedrijf- en uitbedrijf tijd aanzienlijk. Daardoor kan een kerncentrale niet functioneren als gewone piek- of volgmachine.

Wanneer de restvraag in korte tijd sterk verandert, ontstaat voor kernenergie een ongunstige situatie. De centrale kan technisch beheerst regelen, maar zij kan niet zonder grote kosten en lange voorbereiding kort cyclisch stoppen en starten. Als de marktprijzen in de transitie zone onzeker zijn, en als snelle opties zoals batterijen, Delta21, flexibele STEG's, afzonderlijk inzetbare gasturbines, vraagsturing en interconnectie beschikbaar zijn, kan het economisch verstandiger zijn dat de kerncentrale buiten bedrijf blijft in plaats van te proberen deze dynamiek te volgen.

Dit betekent dat de inkomsten van kernenergie in de transitie zone niet vanzelf mogen worden meegeteld. Zelfs wanneer de marktprijs in enkele uren positief is, kan de centrale die uren niet altijd benutten als de startkosten, startduur, minimum bedrijfstijd en het risico van latere lage prijzen daartegenover staan. De opbrengst van een paar gunstige uren kan dan onvoldoende zijn om de operationele verplichting van een langere bedrijfsperiode te rechtvaardigen.

De methodische conclusie is daarom:

In de transitie zone moet kernenergie niet worden gewaardeerd alsof zij vrij per uur kan kiezen. Zij wordt begrensd door hoge start- en stopkosten, lange start- en stoptijden en lange minimum up en down times.

9.11 Voorlopige beoordeling

Op basis van de systeemlogica kan wel een voorlopige beoordeling worden gegeven.

Kernenergie staat sterker wanneer de restvraag groot, langdurig en voorspelbaar is, wanneer de centrale veel uren tegen voldoende marktwaarde kan draaien, en wanneer er harde afnamecontracten zijn die de vaste kosten ondersteunen.

Kernenergie staat zwakker wanneer de restvraag grillig is, wanneer veel uren lage of negatieve prijzen kennen, wanneer elektrolysers vooral op goedkope windstroom draaien, wanneer batterijen en Delta21 de overgangszone dempen, en wanneer flexibele STEG's of ammoniak-STEG's goedkoper beschikbaarheid leveren in tekorturen.

Vooral de transitie zone tussen overschot en tekort is beslissend. Daar blijkt of kernenergie werkelijk past, of dat zij alleen past wanneer elektrolysers als afnamebuffer worden ingezet.

9.12 Tussenconclusie

Deze case laat zien dat de vraag of kernenergie past in een duurzaam elektriciteitssysteem niet eenduidig kan worden beantwoord zonder een gedetailleerde chronologische analyse. In de zone waarin kernenergie zou kunnen opstarten of opregelen, elektrolysers kunnen afregelen, opslag kan laden of ontladen, en flexibele STEG's, batterijen en Delta21 meedoen, ontstaat strijd op marginale kosten én op dynamische eigenschappen.

Kernenergie heeft waarde in tekorturen, maar verliest waarde in overschoturen. In de transitie zone moet zij concurreren met technieken die sneller, flexibeler of beter doseerbaar zijn. Flexibele STEG's, afzonderlijk inzetbare gasturbines, batterijen en Delta21 hebben daar een andere kwaliteit dan kernenergie: zij kunnen beter meebewegen met de restvraag.

De slotzin van dit hoofdstuk kan zijn:

Zonder een chronologisch model dat starttijden, stoptijden, minimale bedrijfstijden, regelbereik, opslagcapaciteit, marginale kosten en vaste kosten van alle opties meeneemt, kan niet worden vastgesteld dat kernenergie beter past dan een flexibel systeem met STEG's, batterijen, Delta21, vraagsturing, interconnectie en ammoniakimport.

Hoofdstuk 10 — Case 2: 1.000 MWe kernenergie met 1.000 MWe elektrolyse versus H_2 uit geïmporteerde ammoniak

10.1 Doel van deze case

Deze tweede case onderzoekt of een combinatie van **1.000 MWe kernenergie** en **1.000 MWe elektrolyse** kan concurreren met waterstof uit **geïmporteerde ammoniak**, waarbij de ammoniak in Nederland wordt gekraakt en de waterstof wordt afgescheiden. Dit is de centrale ketenvergelijking van de studie.

De vraag is niet of kernenergie technisch elektriciteit kan leveren aan elektrolysers. Dat kan. De vraag is ook niet of ammoniak technisch kan worden gekraakt naar waterstof. Ook dat kan. De vraag is of de volledige keten maatschappelijk en economisch beter is dan het alternatief.

De vraag luidt:

Kan waterstof uit Nederlandse kernenergie en elektrolyse concurreren met waterstof uit geïmporteerde ammoniak, wanneer alle kosten, risico's, verliezen, infrastructuur, marktwerking en publieke garanties eerlijk worden meegenomen?

Deze case sluit direct aan bij het uitgangspunt uit de beoordelingsmatrix: kernenergie moet niet als losse centrale worden beoordeeld, maar op systeemniveau, inclusief restvraag, onzekerheden, alternatieven, markt, financiering en corrigeerbaarheid.

10.2 De twee ketens

In deze case worden twee ketens vergeleken.

De eerste keten is de nucleaire elektrolyseroute:

kerncentrale van 1.000 MWe → elektriciteit → elektrolyser van 1.000 MWe → waterstof → compressie, opslag, transport en gebruik.

De tweede keten is de ammoniakroute:

hernieuwbare elektriciteit in gunstige productiegebieden → elektrolyse → ammoniaksynthese → zeetransport → importterminal → opslag → kraken → waterstofafscheiding → transport en gebruik.

Beide ketens zijn kapitaalintensief. Beide ketens kennen conversieverliezen. Beide ketens vragen infrastructuur. Beide ketens kennen veiligheidsvragen. Maar hun kostenprofiel en marktrisico zijn verschillend.

Bij de nucleaire route ligt het zwaartepunt in Nederland: kerncentrale, elektrolyser, aansluiting, financiering, vergunningen, bouwtijd en politieke risico's. Bij de ammoniakroute

ligt het zwaartepunt in de internationale keten: productie in exportlanden, synthese, transport, opslag, kraken en importzekerheid.

10.3 De nucleaire elektrolyseroute

De nucleaire route lijkt op het eerste gezicht eenvoudig. Een kerncentrale levert continu elektriciteit. Een elektrolyser kan daardoor veel uren draaien. Veel draaiuren verlagen de kapitaalkosten per kilogram waterstof. De waterstofproductie is voorspelbaar en minder afhankelijk van het weer.

Maar deze eenvoud is deels schijn. De centrale vraag is tegen welke prijs de kerncentrale elektriciteit kan leveren aan de elektrolyser. Een kerncentrale heeft hoge vaste kosten. Die vaste kosten moeten worden terugverdiend via stroomopbrengsten, contracten, publieke garanties of gereguleerde vergoedingen. Als de elektrolyser een prijs betaalt die de kerncentrale werkelijk draagt, kan de waterstof duur worden. Als de elektrolyser een lagere prijs betaalt, moet het verschil elders worden gedekt.

Daarmee ontstaat de eerste toets:

Betaalt de elektrolyser een stroomprijs die de volledige kosten van de kerncentrale dekt, of worden kosten buiten de waterstofketen gelegd?

Als de kosten buiten de keten worden gelegd via publieke garanties, capaciteitsbetalingen, nettarieven, subsidies of belastingmiddelen, ontstaat het risico dat waterstof uit kernenergie goedkoper lijkt dan zij maatschappelijk is.

10.4 De ammoniakroute

De ammoniakroute heeft een andere logica. Waterstof wordt geproduceerd in landen met betere zon- en windcondities, meer ruimte en mogelijk hogere vollasturen voor elektrolysers. De waterstof wordt daar omgezet in ammoniak, omdat ammoniak beter te vervoeren en op te slaan is dan zuivere waterstof.

In Nederland kan ammoniak worden gekraakt naar waterstof. Die stap kost energie en geld. Ook ammoniaksynthese, transport, opslag en veiligheid brengen kosten met zich mee. Toch kan de route concurrerend zijn wanneer het voordeel van goedkope hernieuwbare productie in exportlanden groot genoeg is.

De vraag is dus niet of ammoniakimport verliesvrij is. Dat is zij niet. De vraag is:

Zijn de lagere productiekosten in gunstige exportlanden groot genoeg om de extra kosten van synthese, transport, opslag en kraken te compenseren?

Deze vraag moet niet alleen op gemiddelde kosten worden beantwoord. De ammoniakroute heeft ook systeemwaarde omdat zij waterstof kan leveren wanneer Nederlandse elektrolysers niet draaien of wanneer elektriciteit schaars is.

10.5 Het verschil in bedrijfslogica

De nucleaire route en de ammoniakroute verschillen fundamenteel in bedrijfslogica.

De nucleaire route vraagt om hoge benutting. Zowel de kerncentrale als de elektrolyser zijn kapitaalintensief. Zij worden goedkoper per eenheid product wanneer zij veel uren draaien. Dat leidt tot een voorkeur voor continu bedrijf.

De ammoniakroute is meer een moleculenroute. Ammoniak kan worden opgeslagen, geïmporteerd, gekraakt wanneer waterstof nodig is, of direct worden gebruikt waar dat kan. De kraker hoeft niet noodzakelijk dezelfde bedrijfslogica te hebben als een elektrolyser. Hij kan waterstof leveren wanneer elektrolyse onvoldoende produceert, bijvoorbeeld in uren met hoge stroomprijzen of lage duurzame productie.

Daarmee ontstaat een belangrijk verschil:

De nucleaire route zoekt vaste afname; de ammoniakroute levert aanvulling en zekerheid.

Dat maakt de vergelijking ingewikkeld. Een elektrolyser kan in goedkope uren winnen op marginale kosten, maar dat zegt niet dat de elektrolyseroute op integrale kosten goedkoper is. Een ammoniakkraker kan duurder lijken in de operationele markt, maar hij levert mogelijk juist de beschikbaarheid die nodig is wanneer elektrolysers stoppen.

10.6 De waterstofmarkt met twee leveranciers

In deze case wordt uitgegaan van een waterstofmarkt met twee leveranciers: elektrolysers en ammoniakkrakers.

Elektrolysers produceren wanneer elektriciteit goedkoop genoeg is. Dat zal vooral het geval zijn bij hoge productie uit wind en zon, of wanneer zij een vaste contractuele stroombron hebben. Ammoniakkrakers leveren wanneer elektrolysers onvoldoende produceren, bijvoorbeeld bij hoge stroomprijzen, lage windproductie of hoge directe elektriciteitsvraag.

In zo'n markt kunnen elektrolysers operationeel winnen op marginale kosten. Hun biedprijs kan laag zijn wanneer de stroomprijs laag is. Maar hun vaste kosten zijn daarmee niet verdwenen. De investering in elektrolysers, aansluitingen, waterbehandeling, compressie, opslag en subsidies moet ergens worden terugverdiend.

Ammoniakkrakers hebben juist zichtbare variabele kosten: ammoniakinkoop, energie voor kraken, onderhoud en waterstofafscheiding. Daardoor lijken zij in de dispatch vaak duurder. Maar zij leveren een andere functie: continuïteit en beschikbaarheid.

De essentie is:

Elektrolysers kunnen de goedkope uren winnen; ammoniakkrakers kunnen de waterstofzekerheid leveren.

De maatschappelijke vraag is vervolgens:

Wie betaalt de vaste kosten van beide functies?

10.7 Kernenergie als stroombron voor elektrolyse

Wanneer de elektrolyser rechtstreeks wordt gekoppeld aan 1.000 MWe kernenergie, verandert de marktlogica. De elektrolyser draait dan niet alleen op goedkope overschotstroom uit wind en zon, maar op stroom uit een kapitaalintensieve centrale die zelf veel draaiuren nodig heeft.

Dat kan technisch een stabiele waterstofproductie geven. Maar economisch ontstaat een harde vraag: is de kernstroom goedkoop genoeg om waterstof te maken die kan concurreren met ammoniakimport?

Als de kerncentrale een hoge kostprijs heeft door bouwkosten, rente, uitloop of publieke garanties, moet de elektrolyser óf een hoge stroomprijs betalen, óf worden ondersteund. In het eerste geval wordt de waterstof duur. In het tweede geval worden kosten verschoven naar overheid, stroomafnemers of belastingbetalers.

Daarom moet de vergelijking uitgaan van volledige kosten. Het is onvoldoende om alleen de marginale kosten van kernenergie te gebruiken. De kerncentrale moet haar kapitaalkosten terugverdienen.

De vraag luidt:

Wordt de elektrolyser gevoed tegen de werkelijke integrale kostprijs van kernstroom, of tegen een kunstmatig lage prijs die elders wordt gecompenseerd?

10.8 De betekenis van vollasturen

Vollasturen zijn in deze case beslissend. Een elektrolyser van 1.000 MWe die veel uren draait, produceert veel waterstof en spreidt zijn vaste kosten over veel kilogrammen. Een elektrolyser die vooral flexibel draait op goedkope windstroom heeft minder draaiuren, maar mogelijk lagere stroomkosten. Een elektrolyser die gekoppeld is aan kernenergie heeft meer draaiuren, maar de vraag is tegen welke stroomprijs.

Voor kernenergie geldt hetzelfde. Een kerncentrale wordt economisch aantrekkelijker bij hoge benutting. Maar in een systeem met veel wind en zon zijn hoge benutting en hoge opbrengstwaarde niet vanzelf hetzelfde. De centrale kan technisch veel draaien, maar in veel uren lage prijzen ontvangen.

Daarom moet onderscheid worden gemaakt tussen:

technische vollasturen;

en:

economische vollasturen.

Technische vollasturen geven aan hoeveel een installatie kan draaien. Economische vollasturen geven aan hoeveel uren zij zinvol produceert tegen een prijs die haar kosten draagt.

De vraag is:

Hoeveel economische vollasturen zijn er voor kernenergie-elektrolyse, en tegen welke waterstofprijs?

10.9 De rol van de transitie zone

De transitie zone tussen overschot en tekort is belangrijk voor deze case. In die zone gaan elektrolysers mogelijk afregelen wanneer stroomprijzen stijgen. Windstroom uit de Noordzee kan dan beter worden gebruikt voor directe elektriciteitslevering. Waterstof kan worden geleverd door opslag, ammoniakkrakers of import van waterstofdragers.

Voor een kernenergie-elektrolyseketen is deze zone lastig. De kerncentrale wil door blijven draaien. De elektrolyser kan technisch blijven afnemen, maar economisch is dat alleen logisch als de waterstofwaarde hoog genoeg is. Als de elektrolyser vooral draait om de kerncentrale te ontlasten, moet die functie apart worden gewaardeerd.

In deze zone concurreren meerdere opties: kernenergie, elektrolysers, batterijen, Delta21, flexibele STEG's, ammoniak-STEG's, interconnectie en vraagsturing. Zonder chronologisch model is niet eenduidig vast te stellen welke optie wint.

Daarom is het methodisch voorzichtig om de opbrengstwaarde van kernenergie in deze zone niet automatisch toe te rekenen aan de waterstofroute. Eerst moet worden aangetoond dat kernenergie daar werkelijk positieve marktwaarde heeft en dat de elektrolyser de stroom kan omzetten in concurrerende waterstof.

10.10 De vergelijking met ammoniakimport

De ammoniakroute moet op drie manieren worden vergeleken met kernenergie-elektrolyse.

Ten eerste als bron van waterstof:

ammoniakimport → kraken → waterstof.

Ten tweede als directe moleculenroute:

ammoniakimport → direct gebruik als grondstof of energiedrager.

Ten derde als bron van regelbare elektriciteit:

ammoniakimport → flexibele STEG → elektriciteit.

Die derde route is belangrijk. Wanneer ammoniak ook kan worden gebruikt voor regelbaar vermogen, concurreert zij niet alleen met waterstof uit elektrolyse, maar ook met kernenergie als oplossing voor de restvraag. Dan kan ammoniak zowel de waterstofmarkt als de elektriciteitsmarkt ondersteunen.

De vraag wordt dan:

Is het verstandiger om in Nederland kernenergie te bouwen voor elektrolyse, of om ammoniak te importeren en die flexibel te gebruiken voor waterstoftekorten en regelbaar vermogen?

Deze vraag kan niet worden beantwoord met alleen een kilogramprijs voor waterstof. Zij vraagt om een systeemvergelijking.

10.11 Kostenposten in de nucleaire route

Voor de nucleaire elektrolyseroute moeten ten minste de volgende kostenposten zichtbaar zijn:

investering in de kerncentrale;
bouwrente en financieringskosten;
risico op projectuitloop;
publieke garanties of contracten;
netaansluiting en infrastructuur;
operationele kosten;
brandstofcyclus;
afval en ontmanteling;
elektrolyser investering;
waterbehandeling;
compressie;
waterstofopslag;
waterstoftransport;
eventuele subsidie of prijssteun;
risico van lagere benutting.

Als één van deze kosten buiten de keten wordt gelegd, wordt de vergelijking scheef. Vooral publieke garanties en lage financieringskosten moeten expliciet worden gemaakt. Een lage WACC is geen natuurgegeven, maar vaak het gevolg van publieke risicodekking.

10.12 Kostenposten in de ammoniakroute

Voor de ammoniakroute moeten ten minste de volgende kostenposten zichtbaar zijn:

hernieuwbare elektriciteit in exportlanden;
elektrolyse in exportlanden;
waterstofcompressie of verwerking;
ammoniaksynthese;
opslag in exporthaven;
zeetransport;
importterminal;
opslag in Nederland;
veiligheid en risicobeheersing;
kraken;
energiegebruik van de kraker;
waterstofafscheiding;
transport naar afnemers;
eventuele directe inzet van ammoniak;

eventuele inzet in flexibele STEG’s;
import- en geopolitiek risico.

Ook deze route moet volledig worden beoordeeld. Het feit dat ammoniakimport mogelijk goedkoper is, betekent niet dat zij zonder risico’s is. De route heeft veiligheidsvragen, afhankelijkheid van exportlanden en conversieverliezen. Maar deze risico’s moeten worden vergeleken met de risico’s van de nucleaire route, niet geïsoleerd beoordeeld.

10.13 Contractuele hardheid en de onwaarschijnlijkheid van lange contracten

Wanneer 1.000 MWe kernenergie wordt gekoppeld aan 1.000 MWe elektrolyse, is contractuele hardheid essentieel. Een kerncentrale vraagt langjarige zekerheid over afzet, prijs en volume. Zonder zulke zekerheid is de investering moeilijk financierbaar, zeker wanneer de centrale wordt gebouwd in een elektriciteitssysteem met veel wind, zon, opslag en flexibele alternatieven.

Tegelijk is het juist onzeker of elektrolyser exploitanten zulke langjarige verplichtingen kunnen of willen aangaan. De markt voor elektrolyse, geïmporteerde ammoniak, ammoniakkrakers, waterstofdragers en industriële waterstofvraag is nog volop in ontwikkeling. Kosten kunnen dalen, importketens kunnen goedkoper worden, certificeringsregels kunnen veranderen, en industriële vraag kan anders uitpakken dan verwacht. In zo’n omgeving wil een elektrolyser flexibiliteit behouden.

Daarmee ontstaat een contractuele tegenstelling. De kerncentrale heeft behoefte aan een afnamecontract van twintig tot veertig jaar. De elektrolyser zal eerder behoefte hebben aan kortere contracten, prijsflexibiliteit en de mogelijkheid om te schakelen tussen goedkope windstroom, netstroom, certificaten, subsidies en alternatieve waterstofroutes. Een langjarig vast contract met een kerncentrale kan de elektrolyser opzadelen met een stroomprijs die later niet meer concurrerend is met waterstof uit geïmporteerde ammoniak of andere bronnen.

De vraag is daarom niet alleen of een contract theoretisch denkbaar is, maar of het commercieel rationeel is. Als de elektrolyser geen langjarig contract wil sluiten, kan hij de kerncentrale niet dragen. Als hij het wel doet, ontstaat het risico dat zijn waterstofprijs structureel boven de markt komt te liggen. Dan zal steun nodig zijn, ofwel voor de kerncentrale, ofwel voor de elektrolyser, ofwel voor beide.

Daarom moet de nucleaire elektrolyseroute zeer kritisch worden beoordeeld. Zij veronderstelt een langjarige koppeling tussen twee kapitaalintensieve schakels in een markt die nog niet is uitgekristalliseerd. Dat maakt de route niet alleen technisch en financieel onzeker, maar vooral contractueel kwetsbaar.

De slotzin van deze paragraaf kan zijn:

Zonder langjarig afnamecontract is elektrolyse geen harde basis voor kernenergie; met zo’n contract verliest de elektrolyser juist de flexibiliteit die hij nodig heeft om in een snel ontwikkelende waterstofmarkt te kunnen concurreren.

10.14 Risico op verborgen kruis subsidie

Een belangrijk risico is dat de nucleaire route goedkoper lijkt doordat kosten buiten de waterstofketen worden gelegd. Dat kan gebeuren via publieke garanties, capaciteitsvergoedingen, goedkope financiering, nettarieven, subsidies, prijsbodems of compensatie bij lagere marktprijzen.

Dan ontstaat een verborgen kruis subsidie. Andere stroomafnemers of belastingbetalers betalen dan mee aan een waterstofroute die in de markt goedkoper lijkt dan zij maatschappelijk is.

De norm moet daarom zijn:

Waterstof uit kernenergie mag alleen als concurrerend worden beschouwd wanneer zij zonder verborgen bijdrage van andere stroomafnemers kan concurreren met ammoniakimport.

Dit geldt overigens ook voor Noordzee-elektrolyse. Als elektrolysers steun krijgen, netkosten worden gesocialiseerd of leveringszekerheid door ammoniakkrakers wordt geleverd zonder vergoeding, moet dat eveneens zichtbaar worden gemaakt.

De contractuele kwetsbaarheid geldt niet alleen voor marktpartijen, maar ook voor de publieke sector. Een elektrolyser zal zich in een snel ontwikkelende waterstofmarkt niet gemakkelijk voor tientallen jaren vastleggen op stroom uit een kerncentrale. Maar ook de overheid kan er niet zonder meer van uitgaan dat kleinverbruikers langdurig bereid blijven om hoge systeemkosten te dragen via kruissubsidies, nettarieven, heffingen, belastingen, subsidies of publieke garanties. Wanneer kapitaalintensieve keuzes worden gemaakt zonder dat de kosten helder aan de veroorzakers en profiteurs worden toegerekend, ontstaat niet alleen een economisch risico, maar ook een legitimiteitsrisico.

10.15 Regulatory risk

Deze case heeft ook een belangrijk regulatory risk. De overheid kan investeringen in kernenergie, elektrolysers, opslag en infrastructuur stimuleren, maar later de markt laten concurreren op marginale kosten. Dan kan de korte termijn dispatch efficiënt lijken, terwijl de vaste kosten van het systeem hoog blijven.

Bij kernenergie is dit risico groot, omdat de investeringshorizon lang is. Bij elektrolysers speelt het ook, omdat beleid de vraag kan maken en later het speelveld kan veranderen. Bij ammoniakimport speelt het via importbeleid, veiligheidsnormen en industriebeleid.

Wie draagt het risico wanneer de beleidsaannames veranderen?

Als de overheid eerst investeringen uitlokt en zich later terugtrekt, kunnen stranded assets, compensatieclaims of verborgen subsidies ontstaan. Een markt op marginale kosten is geschikt voor dispatch, maar onvoldoende voor de keuze van kapitaalintensieve systemen.

10.16 Voorlopige beoordeling

De nucleaire route kan sterk zijn wanneer aan vier voorwaarden wordt voldaan.

Ten eerste moet de kerncentrale tijdig en tegen beheersbare kosten worden gebouwd. Ten tweede moet zij voldoende economische vollasturen hebben. Ten derde moet de elektrolyser langjarig stroom afnemen tegen een prijs die de centrale draagt. Ten vierde moet de waterstofprijs kunnen concurreren met ammoniakimport zonder verborgen steun.

Als één van deze voorwaarden niet wordt gehaald, verzwakt de route snel. Bij hoge bouwkosten, uitloop, hogere rente, lage marktprijzen, onvoldoende contracten of goedkope ammoniakimport wordt de nucleaire route kwetsbaar.

De ammoniakroute staat sterker wanneer productie in exportlanden duidelijk goedkoper is, wanneer importketens betrouwbaar zijn, wanneer ammoniak ook direct kan worden gebruikt, en wanneer ammoniak-STEG's regelbaar vermogen kunnen leveren. Zij staat zwakker bij hoge importprijzen, veiligheidsbeperkingen, geopolitieke afhankelijkheid, dure krakers of lage beschikbaarheid.

10.17 Wat zonder model niet kan worden vastgesteld

Zonder geïntegreerd model kan niet definitief worden vastgesteld welke route wint. Daarvoor zijn uurprofielen, investeringskosten, brandstofprijzen, contracten, opslagstrategieën, waterstofvraag, ammoniakprijzen, netbeperkingen en beleidsrisico's nodig.

Een goede analyse moet daarom de elektriciteitsmarkt, waterstofmarkt, ammoniakmarkt, flexibiliteitsmarkt en leveringszekerheid koppelen. Zij moet zowel dispatch als investeringskosten meenemen. De uitkomst moet niet één getal zijn, maar een bandbreedte onder verschillende scenario's.

Zonder zo'n analyse is het niet verantwoord om te stellen dat kernenergie-elektrolyse goedkoper of robuuster is dan ammoniakimport.

10.18 Tussenconclusie

Deze case laat zien dat de combinatie van 1.000 MWe kernenergie en 1.000 MWe elektrolyse technisch denkbaar is, maar economisch niet vanzelf overtuigt. De route vraagt om hoge investeringen, lange bouwtijd, harde contracten, voldoende economische vollasturen en duidelijke risicoverdeling.

Ammoniakimport is geen eenvoudige of risicoloze route, maar zij biedt wel een alternatief dat zowel de waterstofmarkt als de elektriciteitsmarkt kan ondersteunen. Zij kan waterstof leveren via kraken, direct als molecuul worden gebruikt en mogelijk regelbaar vermogen leveren via flexibele STEG's.

De combinatie van 1.000 MWe kernenergie en 1.000 MWe elektrolyse is niet alleen afhankelijk van techniek en kostprijs, maar vooral van contracteerbaarheid. De kerncentrale heeft langjarige zekerheid nodig, terwijl de elektrolyser in een onzekere en snel ontwikkelende waterstofmarkt juist flexibiliteit nodig heeft. Daardoor is het onwaarschijnlijk dat elektrolysers zich langjarig vastleggen op kernstroom tegen een prijs die de kerncentrale draagt. Zonder die contractuele hardheid blijft de route beleidsmatig denkbaar, maar economisch niet bewezen.

Zonder transparante vergelijking van integrale kosten, marginale marktwerking, contractuele hardheid, publieke risico's en ammoniak als dubbele systeemoptie blijft de keten 1.000 MWe kernenergie–1.000 MWe elektrolyse een beleidsveronderstelling, geen bewezen economisch alternatief.

Hoofdstuk 11 — Case 3: kernenergie voor elektrolyse bij beperkte marginale uren

11.1 Doel van deze case

Deze derde case onderzoekt of kernenergie nog zinvol kan bijdragen aan elektrolyse wanneer zij niet als continue basisbron wordt beschouwd, maar vooral beschikbaar komt in een beperkte en dynamische zone van het elektriciteitssysteem. De vraag is dan niet of kernenergie technisch waterstof kan maken. De vraag is of kernenergie economisch en operationeel betekenis heeft voor elektrolyse in de uren waarin zij moet concurreren met wind, zon, opslag, flexibele STEG's, Delta21, batterijen, vraagsturing en ammoniakroutes.

Deze case bouwt voort op de eerdere constatering dat de beslissende grootheid niet de totale elektriciteitsvraag is, maar de restvraag na wind, zon, opslag, vraagsturing, interconnectie, elektrolyse en flexibele centrales. Dat sluit aan bij het beoordelingskader uit de eerdere matrix, waarin chronologie, restvraag, vollasturen, starts en stops, deellast en prijsprofielen expliciet als vragen zijn benoemd.

De centrale vraag luidt:

Kan kernenergie in de dynamische overgangsuren tussen overschot en tekort nog een zinvolle en concurrerende bijdrage leveren aan elektrolyse, of is daarvoor een gekoppelde chronologische simulatie noodzakelijk voordat daarover een uitspraak kan worden gedaan?

11.2 Waarom deze case afzonderlijk nodig is

De discussie over kernenergie en elektrolyse wordt vaak gevoerd alsof beide technieken continu aan elkaar gekoppeld kunnen worden. Een kerncentrale levert dan stroom en een elektrolyser maakt waterstof. Maar in een elektriciteitssysteem met veel wind en zon is de werkelijkheid dynamischer. Er zijn overschoturen, tekorturen en schakeluren. Juist in die schakeluren wordt onzeker welke techniek werkelijk waarde heeft.

In overschoturen is elektriciteit goedkoop. Dan is elektrolyse aantrekkelijk, maar dan komt de goedkope stroom vooral van wind en zon. In tekorturen is elektriciteit schaars en waardevol. Dan is het niet vanzelfsprekend dat stroom naar elektrolyse gaat, omdat directe elektriciteitsvraag voorrang kan hebben. Daartussen ligt een overgangszone waarin verschillende technieken om dezelfde systeemruimte concurreren.

Deze case richt zich op die overgangszone. Daar kan kernenergie proberen waarde te leveren, maar daar moet zij concurreren met flexibiliteitsopties die veel sneller kunnen reageren. Zonder goede chronologische analyse is niet vast te stellen of kernenergie in deze uren werkelijk waterstofproductie ondersteunt, of dat zij juist wordt verdrongen door opslag, flexibele centrales of directe stroomvraag.

11.3 De transitie zone als kern van de onzekerheid

De transitie zone is het gebied waarin het systeem overgaat van overschot naar tekort of omgekeerd. In de eerder besproken jaarduurkromme ligt deze zone indicatief tussen ongeveer uur 5.000 en uur 7.000. Het gaat dus niet om een paar incidentele uren, maar om een orde van grootte van circa 2.000 uur per jaar.

In deze zone is de restvraag niet stabiel. De ene periode kan er nog veel wind- of zonnestroom beschikbaar zijn; kort daarna kan de directe elektriciteitsvraag stijgen of de duurzame productie dalen. Daardoor verandert de waarde van elektriciteit snel. De inzet van elektrolysers wordt dan gevoelig: bij lage prijzen draaien zij, bij hogere prijzen regelen zij af of stoppen zij. Tegelijk kunnen batterijen, Delta21, flexibele STEG's, afzonderlijk inzetbare gasturbines, interconnectie en vraagsturing allemaal reageren.

Voor kernenergie is dit moeilijk. Kerncentrales kunnen wel beheerst regelen, maar zijn geen gewone start-stopmachines. De start- en stopkosten zijn hoog, de start- en stopduur zijn lang en de minimale bedrijfstijden en stilstandtijden zijn lang. Daardoor kan een kerncentrale niet vrij per uur kiezen of zij meedoet. Zij moet rekening houden met het prijsprofiel over meerdere uren of dagen.

De transitie zone bestaat niet uit gelijkmatige uren die eenvoudig achter elkaar kunnen worden gezet. Binnen deze zone kunnen perioden voorkomen van enkele uren tot meerdere dagen of weken waarin de restvraag positief is en regelbaar vermogen nodig is. Evenzeer kunnen perioden voorkomen van enkele uren tot meerdere dagen of weken waarin duurzame productie en opslag voldoende zijn en waarin kernenergie weinig of geen economische ruimte heeft.

Daarmee ontstaat voor kernenergie een bijzonder lastige bedrijfsomgeving. Een korte positieve restvraagperiode kan te kort zijn om een kerncentrale te starten. Een langere positieve periode kan wel waarde hebben, maar alleen wanneer zij vooraf voldoende zeker is en lang genoeg duurt om startkosten, minimale bedrijfstijd en het risico van een daaropvolgende periode met lage prijzen te dragen. Een korte stilstandsperiode kan te kort zijn om afschakelen te rechtvaardigen, terwijl een langere stilstandsperiode juist maakt dat de centrale beter buiten bedrijf kan blijven.

De transitie zone moet daarom niet worden gezien als een eenvoudige band van 2.000 gemiddelde uren, maar als een reeks perioden met wisselende duur, volgorde en systeemwaarde. Juist die volgorde is bepalend voor kernenergie, opslag, elektrolysers, STEG's en ammoniakroutes.

De essentie is:

In de transitie zone is kernenergie niet alleen afhankelijk van marginale kosten, maar vooral van dynamische beperkingen.

11.4 Kernenergie kan niet als vrije uur-optie worden behandeld

Een belangrijke denkfout zou zijn om kernenergie in de transitie zone te behandelen alsof zij elk uur vrij kan starten, stoppen of produceren. Dat kan niet. Een kerncentrale heeft een langzame en beheerste bedrijfsvoering nodig. Zij kan vermogen regelen, maar niet snel en vaak starten en stoppen zoals een piekmachine.

Bij korte prijsvensters kan de kerncentrale daardoor economisch buiten spel staan. Zelfs als er enkele uren met positieve prijzen zijn, kan het onrendabel zijn om daarvoor op te starten. De startkosten, startduur, minimale bedrijfstijd en het risico dat daarna opnieuw lage prijzen volgen, kunnen zwaarder wegen dan de opbrengsten uit die paar uren.

Daarom is het methodisch verdedigbaar om de inkomsten van kernenergie in de transitie zone veiligheidshalve op nul te zetten, tenzij een chronologisch dispatchmodel aantoont dat kernenergie daar werkelijk kan produceren tegen positieve netto waarde.

Voor kernenergie is vooral de duur van de perioden beslissend. Een centrale kan niet economisch worden ingezet voor een paar losse uren positieve restvraag wanneer daar hoge startkosten, lange startduur en lange minimum up time tegenover staan. Ook kan zij niet zonder verlies steeds afschakelen bij korte perioden van overschot, omdat stopkosten, stopduur en minimum down time zwaar wegen.

Dat betekent dat kernenergie in de overgangszone alleen waarde heeft wanneer positieve restvraagperioden lang genoeg en voorspelbaar genoeg zijn. Als het systeem afwisselend enkele uren belasting, enkele uren stilstand, of juist meerdaagse tot meer weekse perioden met wisselende restvraag kent, moet de inzet van kernenergie chronologisch worden beoordeeld. Een jaarduurkromme is daarvoor onvoldoende, omdat zij wel de omvang van de zone laat zien, maar niet de volgorde en duur van de perioden.

De methodische conclusie wordt dan:

Kernenergie mag in de overgangszone alleen inkomsten toegerekend krijgen wanneer de positieve restvraagperioden lang genoeg zijn om startkosten, startduur, minimum up time en het risico van latere stilstand te dragen.

Zonder zo’n simulatie is nul waardering de veiligste aanname.

11.5 De rol van elektrolysers in deze zone

Elektrolysers kunnen in deze zone twee heel verschillende rollen hebben. In de eerste rol zijn zij marktvolgend. Zij draaien wanneer stroom goedkoop is en stoppen of regelen af wanneer stroom duur wordt. Dan helpen zij het elektriciteitssysteem: zij nemen overschotten op en laten schaarse elektriciteit vrij voor directe toepassingen.

In de tweede rol zijn zij kernenergie-volgend. Zij blijven stroom afnemen om de kerncentrale rustiger te laten draaien of om te voorkomen dat de centrale moet terug regelen of stoppen. Dan leveren zij niet alleen waterstof, maar ook een systeemdienst aan de kerncentrale.

Dat verschil is cruciaal. Een marktvolgende elektrolyser produceert waterstof op momenten dat de stroomprijs laag is. Een kernenergie-volgende elektrolyser kan ook draaien op momenten waarop de elektriciteit elders meer waard is. Dan kan de waterstof duurder worden dan waterstof uit ammoniakimport of uit elektrolyse op basis van goedkope windstroom.

Draait de elektrolyser omdat waterstofproductie dan goedkoop is, of omdat de kerncentrale een afnemer nodig heeft?

11.6 Concurrentie met flexibele STEG’s

Flexibele STEG’s hebben in deze zone een belangrijk voordeel. Zij kunnen redelijk snel starten, goed regelen en hebben kortere minimale inbedrijf- en stoptijden dan kerncentrales. In deze studie wordt bovendien uitgegaan van STEG’s waarbij de gasturbine ook afzonderlijk als piekmachine kan worden bedreven. Daardoor kan één installatie zowel langere restvraagperioden als korte pieken bedienen.

In de transitie zone kunnen flexibele STEG’s daardoor beter reageren op wisselende restvraag dan kerncentrales. Zij hoeven niet het hele jaar hoge vollasturen te maken om systeemwaarde te hebben. Hun waarde ligt juist in beschikbaarheid en regelbaarheid. Bij beperkte inzeturen zijn hogere brandstofkosten minder bezwaarlijk dan bij continu bedrijf, terwijl de lagere kapitaallast gunstig kan zijn.

Voor de vergelijking met kernenergie betekent dit dat kernenergie niet alleen op MWh-kosten moet worden beoordeeld, maar ook op haar vermogen om de dynamiek van de restvraag te volgen. Wanneer de transitie zone grillig is, kunnen flexibele STEG’s een betere systeemfit hebben dan kernenergie.

11.7 Concurrentie met batterijen en Delta21

Batterijen zijn ultra snel. Zij kunnen vrijwel direct reageren op korte fluctuaties en prijsverschillen. Hun beperking ligt vooral in opslagduur. Zij zijn zeer geschikt voor korte ramps, piekafvlakking en frequentieondersteuning, maar minder geschikt voor langdurige tekorten.

Delta21 heeft een andere rol. Met indicatief circa 30.000 MWh opslagcapaciteit en 2.000 MWe vermogen kan Delta21 fungeren als grootschalige systeemdemper. Het kan overschotten opnemen en later elektriciteit leveren. Daarmee kan Delta21 de overgang tussen overschot en tekort verzachten.

Voor kernenergie heeft dat twee effecten. Enerzijds kan opslag het systeem rustiger maken. Anderzijds kan opslag juist de dure uren verminderen waarin kernenergie haar opbrengstwaarde zou moeten verdienen. Batterijen en Delta21 kunnen dus niet alleen de technische bedrijfsvoering beïnvloeden, maar ook de marktwaarde van kernenergie.

Voor elektrolysers geldt hetzelfde. Als opslag beschikbaar is, hoeft niet alle goedkope windstroom direct naar waterstof. Er ontstaat dan concurrentie tussen drie opties:

stroom direct gebruiken;
stroom opslaan voor later elektrisch gebruik;
stroom omzetten in waterstof.

Welke optie wint, hangt af van uurprijzen, opslaginhoud, verwachte vraag, waterstofwaarde en technische beperkingen. Dat kan alleen chronologisch worden beoordeeld.

11.8 Concurrentie met ammoniakroutes

Ammoniakroutes spelen in deze case op twee manieren mee. Ten eerste kunnen ammoniakkrakers waterstof leveren wanneer elektrolysers afregelen of stoppen. Daardoor hoeft de elektrolyser niet continu te draaien. Dat maakt een marktvolgende inzet van elektrolyse mogelijk.

Ten tweede kan ammoniak worden ingezet in flexibele STEG's. Dan levert ammoniak regelbaar vermogen in tekorturen. Daarmee concurreert ammoniak niet alleen met waterstof uit elektrolyse, maar ook met kernenergie als oplossing voor de restvraag.

Dit maakt de transitie zone nog complexer. Wanneer stroom duur wordt, kan elektrolyse stoppen en kan waterstof uit ammoniakkrakers komen. Wanneer de restvraag positief wordt, kunnen ammoniak-STEG's stroom leveren. Daardoor ontstaat een systeem waarin ammoniak zowel de waterstofmarkt als de elektriciteitsmarkt ondersteunt.

De vraag wordt dan:

Heeft kernenergie in deze zone nog een duidelijke functie, of wordt haar rol overgenomen door flexibele STEG's, opslag en ammoniakroutes?

11.9 Waarom een jaarduurkromme onvoldoende is

Een jaarduurkromme kan laten zien hoeveel uren een bepaald tekort of overschot optreedt, maar zij verliest de volgorde van de uren. Juist die volgorde is bepalend voor opslag, start-stopgedrag en elektrolysers.

Een overschot uur vlak vóór een tekort uur heeft een andere waarde dan een overschot uur midden in een lange periode van overschot. Een batterij of Delta21 kan alleen goed worden beoordeeld wanneer bekend is wat vóór en na dat uur gebeurt. Een kerncentrale kan alleen goed worden beoordeeld wanneer bekend is of een prijsvenster lang genoeg is om startkosten, minimale bedrijfstijd en het risico op latere lage prijzen te dragen.

Dat geldt ook voor waterstof en ammoniak. Een elektrolyser kan stoppen bij hoge stroomprijzen, maar dan moet er waterstofvoorraad of ammoniak kraker capaciteit beschikbaar zijn. Een ammoniak-STEG kan stroom leveren in tekorturen, maar dan moet ammoniakvoorraad, terminalcapaciteit en centrale capaciteit beschikbaar zijn.

Daarom is een jaarduurkromme nuttig als eerste diagnose, maar onvoldoende als beslisinstrument.

De essentie is:

Zodra opslag, start-stopgedrag, waterstofvoorraden en ammoniakroutes meedoen, moet de tijdsvolgorde behouden blijven.

11.10 Chronologische simulatie met opslag

Deze case kan alleen verantwoord worden beoordeeld met een uur-voor-uur simulatie waarin opslag en marktkoppelingen expliciet worden meegenomen. Zo'n model moet niet alleen de elektriciteitsmarkt doorrekenen, maar ook de waterstofmarkt, ammoniakmarkt, flexibiliteitsmarkt en leveringszekerheid.

Het model moet per uur bepalen:

hoeveel wind en zon beschikbaar zijn;
wat de directe elektriciteitsvraag is;

wat de restvraag is;
of elektrolysers draaien of afregelen;
of batterijen laden of ontladen;
wat de voorraadpositie van Delta21 is;
of flexibele STEG's starten, doordraaien of stoppen;
of gasturbinebedrijf binnen STEG-configuraties nodig is;
of kernenergie in bedrijf is, regelt of buiten bedrijf blijft;
of ammoniakkrakers waterstof leveren;
of ammoniak-STEG's stroom leveren;
hoe waterstof- en ammoniakvoorraden veranderen;
welke kosten en opbrengsten daarbij horen.

Daarnaast moet het model rekening houden met:

startkosten;
stopkosten;
minimale inbedrijfstijd;
minimale stilstandtijd;
rampsnelheid;
regelbereik;
laadtoestand van opslag;
conversierendementen;
brandstofprijzen;
CO_2-prijzen;
netbeperkingen;
contractuele verplichtingen;
verwachte prijzen in volgende uren.

Zonder deze modelstap is geen eenduidig antwoord mogelijk.

11.11 Van dispatch naar intertemporele optimalisatie

Van oudsher is dispatch chronologisch. Per uur wordt bepaald welke centrale draait en welke centrale marginaal is. Stop- en startgedrag kon daarbij met heuristiek worden ingevoegd via startkosten, minimum bedrijfstijden en regelbeperkingen.

Met grote opslagvolumes en gekoppelde markten wordt het complexer. Dan gaat het niet alleen om de inzet van productie in één uur, maar om keuzes over meerdere uren, dagen of seizoenen. Een MWh kan direct worden gebruikt, opgeslagen in een batterij, opgeslagen in Delta21, omgezet in waterstof, worden vastgelegd in ammoniak, of later worden terug omgezet in elektriciteit.

Daarmee wordt dispatch een intertemporeel optimalisatieprobleem. De keuze in het ene uur bepaalt de mogelijkheden in latere uren. Als Delta21 leeg is, kan het niet leveren. Als een batterij vol is, kan zij niet verder laden. Als ammoniakvoorraad laag is, kan een ammoniak-STEG beperkt worden. Als een kerncentrale uit bedrijf is, kan zij niet direct terugkomen. Als een elektrolyser te weinig draait, moet waterstof elders vandaan komen.

Daarom is heuristiek alleen niet meer voldoende als hoofdmethodiek. Zij kan helpen om gedrag te benaderen, maar de uiteindelijke beoordeling vraagt een geïntegreerd chronologisch model.

Dispatch blijft chronologisch, maar wordt door opslag en gekoppelde markten inter temporeel en multi-market.

11.12 Voorlopige beoordeling van kernenergie in deze case

Zonder model kan slechts een voorzichtige kwalitatieve beoordeling worden gegeven.

Kernenergie heeft een sterke positie wanneer er lange perioden zijn met positieve restvraag en voldoende marktwaarde. In die situatie kan zij door draaien en haar vaste kosten over veel MWh spreiden.

Kernenergie heeft een zwakke positie wanneer de relevante uren kort, grillig en onzeker zijn. In de transitie zone kan zij niet vrij starten en stoppen. Hoge start- en stopkosten, lange start- en stoptijden en lange minimum up en down times maken haar minder geschikt voor korte prijsvensters. Daar kunnen flexibele STEG's, gasturbinebedrijf, batterijen, Delta21, interconnectie en vraagsturing beter passen.

Voor elektrolyse betekent dit dat kernenergie geen vanzelfsprekende bron is in deze uren. Een elektrolyser kan juist afregelen wanneer stroomprijzen stijgen. Als hij toch blijft draaien om kernenergie te ontlasten, moet die systeemdienst apart worden gewaardeerd.

Daarom is de voorzichtige conclusie:

In de transitie zone mag kernenergie niet zonder nadere analyse worden gewaardeerd als bron voor elektrolyse.

11.13 Gevolg voor de waardering van kernenergie

Voor de kostenvergelijking is het verstandig om drie zones te onderscheiden.

In overschoturen is de opbrengstwaarde van kernenergie laag of negatief. In die uren moet kernenergie concurreren met wind en zon met lage marginale kosten.

In schakeluren is de opbrengstwaarde onzeker. Vanwege de dynamiek, start-stopbeperkingen en concurrentie met opslag en flexibele opties moet de opbrengst veiligheidshalve op nul worden gezet, tenzij een chronologisch model het tegendeel aantoont.

In tekorturen heeft kernenergie positieve waarde, maar ook daar moet zij concurreren met flexibele STEG's, ammoniak-STEG's, opslag, interconnectie en vraagsturing.

Deze indeling voorkomt dat kernenergie te gunstig wordt gewaardeerd op basis van technische beschikbaarheid in plaats van economische inzetbaarheid.

De essentie is:

Technische beschikbaarheid is niet hetzelfde als economische waarde.

11.14 Tussenconclusie

Deze case laat zien dat de marginale bijdrage van kernenergie aan elektrolyse niet met eenvoudige kengetallen kan worden vastgesteld. In de transitie zone komen alle dynamische eigenschappen samen: startkosten, stopkosten, startduur, stopduur, minimum up time, minimum down time, opslaginhoud, rampsnelheden, marginale kosten, waterstofvraag, ammoniakkrakers, batterijen, Delta21 en flexibele STEG's.

Juist in die zone kan kernenergie niet worden behandeld als vrij inzetbare uur-optie. De centrale kan beter buiten bedrijf blijven wanneer de prijsvensters te kort of te grillig zijn. Elektrolysers kunnen juist afregelen wanneer elektriciteit schaarser en duurder wordt. Waterstof kan dan uit opslag of ammoniakkrakers komen. Regelbaar vermogen kan komen uit flexibele STEG's, ammoniak-STEG's, Delta21, batterijen of interconnectie.

De slotconclusie luidt:

Voor deze case is zonder uurlijkse chronologische simulatie met opslag, start-stopbeperkingen en gekoppelde markten geen eenduidig antwoord mogelijk. Totdat zo'n analyse beschikbaar is, moet de bijdrage van kernenergie aan elektrolyse in de transitie zone zeer voorzichtig worden gewaardeerd, bij voorkeur op nul.

Hoofdstuk 12 — Case 4: elektrolysers als ontlasting van het regelgedrag van kerncentrales

12.1 Doel van deze case

Deze vierde case onderzoekt of elektrolysers kunnen helpen om de bedrijfsvoering van kerncentrales beter passend te maken in een elektriciteitssysteem met veel wind en zon. De vraag is dus niet primair of elektrolysers goedkope waterstof kunnen produceren, maar of zij een **operationele buffer** kunnen vormen voor kerncentrales.

De centrale vraag luidt:

Kunnen elektrolysers het regelgedrag van kerncentrales zodanig verlichten dat kernenergie beter in het systeem past, en zo ja, wie betaalt dan voor die functie?

Deze vraag is belangrijk omdat kerncentrales niet vrij per uur kunnen starten en stoppen. Zij kunnen wel beheerst regelen, maar hun stop- en startkosten zijn hoog, hun stop- en startduur is lang, en hun minimale bedrijfstijd en stilstandtijd zijn eveneens lang. Daardoor kan een kerncentrale in een systeem met veel wind en zon in de knel komen wanneer de restvraag sterk wisselt.

12.2 De technische logica

De technische logica achter deze case is eenvoudig. Wanneer het elektriciteitssysteem de productie van de kerncentrale tijdelijk niet nodig heeft, kan een elektrolyser extra stroom afnemen en waterstof produceren. Wanneer het elektriciteitssysteem de stroom juist wél nodig heeft, kan de elektrolyser terugregelen of stoppen. Daarmee ontstaat een regelbare afnemer naast de kerncentrale.

De elektrolyser fungeert dan als een soort ventiel:

bij lage netvraag of hoge duurzame productie neemt de elektrolyser stroom op;
bij hoge netvraag of lage duurzame productie laat de elektrolyser stroom vrij voor het elektriciteitssysteem.

Op papier kan dit de kerncentrale helpen. Zij hoeft dan minder diep terug te regelen, minder vaak buiten bedrijf te gaan en kan rustiger produceren. Dat kan operationeel aantrekkelijk zijn, omdat kerncentrales beter passen bij stabiel bedrijf dan bij kortcyclisch start-stopbedrijf.

12.3 De elektrolyser krijgt dan twee functies

In deze case heeft de elektrolyser niet één functie, maar twee.

De eerste functie is de gewone functie:

waterstof produceren.

De tweede functie is een systeemfunctie:

het ontlasten van de bedrijfsvoering van de kerncentrale.

Dat onderscheid is essentieel. Wanneer een elektrolyser draait omdat stroom goedkoop is, produceert hij waterstof op basis van marktlogica. Wanneer hij draait omdat de kerncentrale een afnemer nodig heeft, levert hij ook een dienst aan de kerncentrale. Die dienst kan waarde hebben, maar zij is niet gratis.

De centrale vraag wordt daarom:

Wordt de elektrolyser betaald als waterstofproducent, of ook als regelbare afnemer voor kernenergie?

Als die tweede functie niet afzonderlijk wordt gewaardeerd, kan waterstof uit kernenergie goedkoper lijken dan zij werkelijk is.

12.4 Rustiger bedrijf heeft een prijs

Een rustiger bedrijfsvoering van de kerncentrale kan aantrekkelijk zijn. Minder diep regelen, minder thermische belasting, minder start-stopbewegingen en hogere beschikbaarheid kunnen technisch en economisch waarde hebben. Maar die waarde moet ergens worden betaald.

De elektrolyser moet dan voldoende groot zijn om verschil te maken. Hij moet beschikbaar zijn op de momenten dat de kerncentrale hem nodig heeft. Hij moet mogelijk draaien in uren waarin waterstofproductie op basis van marktprijzen niet de goedkoopste optie is. En hij moet waterstof produceren die kan concurreren met waterstof uit Noordzee-elektrolyse of uit geïmporteerde ammoniak.

Daarmee ontstaat een spanning:

de kerncentrale heeft de elektrolyser nodig voor rustiger bedrijf;
de elektrolyser heeft lage stroomprijzen nodig voor concurrerende waterstof.

Die twee belangen vallen niet vanzelf samen.

12.5 Verschil met Noordzee-elektrolyse

Bij Noordzee-elektrolyse is de bedrijfslogica vooral flexibel. De elektrolyser draait wanneer windstroom goedkoop is en regelt af wanneer stroom schaarser wordt. Dan ondersteunt hij het elektriciteitssysteem.

Bij kernenergie-elektrolyse kan de logica anders worden. De elektrolyser draait dan mogelijk om de kerncentrale te helpen. Hij is dan niet alleen marktvolgend, maar kerncentrale-volgend.

Dat verschil moet scherp blijven:

een marktvolgende elektrolyser draait wanneer stroom goedkoop is;
een kerncentrale-volgende elektrolyser draait wanneer de kerncentrale afzet nodig heeft.

In het eerste geval is de elektrolyser een flexibiliteitsinstrument voor het systeem. In het tweede geval is hij een buffer voor een kapitaalintensieve centrale.

12.6 Concurrentie met andere flexibiliteitsopties

De elektrolyser is niet de enige optie om het regelgedrag van kerncentrales of het elektriciteitssysteem te ondersteunen. Ook andere flexibiliteitsopties kunnen de restvraag dempen of verschuiven.

Batterijen kunnen zeer snel reageren en korte fluctuaties opvangen. Delta21 kan met een grote opslaginhoud de overgang tussen overschot en tekort dempen. Flexibele STEG's kunnen redelijk snel starten en regelen. De gasturbine binnen een STEG-configuratie kan afzonderlijk als piekmachine worden ingezet. Vraagsturing kan de vraag verplaatsen. Interconnectie kan overschotten en tekorten met buurlanden uitwisselen. Ammoniak-STEG's kunnen regelbaar vermogen leveren in tekorturen.

Daarom mag niet automatisch worden aangenomen dat de elektrolyser de beste oplossing is om kernenergie rustiger te laten draaien. De vraag is:

Is de elektrolyser de goedkoopste manier om het regelprobleem van kernenergie te verlichten, of zijn batterijen, Delta21, vraagsturing, flexibele STEG's of interconnectie doelmatiger?

Deze vraag sluit aan bij het criterium uit de beoordelingsmatrix dat kernenergie moet worden beoordeeld binnen het totale systeem, met aandacht voor restvraag, chronologie, bedrijfsvoering en alternatieven.

12.7 De waarde van de systeemdienst

Wanneer een elektrolyser het regelgedrag van een kerncentrale verlicht, levert hij een systeemdienst. Die dienst kan bestaan uit:

vermijden van terugregelen;
vermijden van stilstand;
beperken van start- en stopkosten;
verhogen van de benutting van de kerncentrale;
stabiliseren van de afzet;
verminderen van operationele belasting.

Die waarde moet expliciet worden berekend. Anders wordt zij impliciet verwerkt in de waterstofprijs of in de businesscase van de kerncentrale.

De juiste vraag is niet alleen:

Wat kost een kilogram waterstof?

Maar ook:

Welke kosten van kernenergie worden vermeden doordat de elektrolyser draait?

En vervolgens:

Wie ontvangt die waarde en wie betaalt ervoor?

Als de kerncentrale profiteert van rustiger bedrijf, ligt het voor de hand dat die waarde aan de elektrolyser wordt vergoed. Als de vergoeding niet plaatsvindt, wordt de elektrolyser mogelijk gebruikt om kernenergie te ondersteunen zonder dat die functie zichtbaar wordt.

12.8 Het risico van verborgen kostenverschuiving

Deze case raakt direct aan het risico van verborgen kruis subsidie. Wanneer de elektrolyser wordt ingezet om kernenergie rustiger te laten draaien, kunnen kosten op drie manieren worden verschoven.

Ten eerste kan de elektrolyser goedkope stroom ontvangen, terwijl de werkelijke kosten van de kerncentrale hoger zijn. Het verschil wordt dan elders opgevangen.

Ten tweede kan de kerncentrale publieke garanties of capaciteitsvergoedingen krijgen, waardoor haar vaste kosten niet volledig in de stroomprijs aan de elektrolyser terechtkomen.

Ten derde kunnen netkosten, aansluitkosten of systeemkosten worden gesocialiseerd via algemene tarieven. Dan betalen ook andere stroomafnemers mee aan een keten waar zij niet direct van profiteren.

Daarom is de norm:

Als de elektrolyser wordt gebruikt om kernenergie te ontlasten, moeten de kosten en baten van die ontlasting zichtbaar worden toegerekend.

Anders ontstaat het risico dat waterstof uit kernenergie goedkoop lijkt omdat een deel van de kosten buiten de waterstofketen is geplaatst.

12.9 Contractuele spanning

De elektrolyser kan alleen een betrouwbare ontlasting voor kernenergie vormen wanneer hij contractueel beschikbaar is op de momenten dat de kerncentrale hem nodig heeft. Dat vraagt afspraken over vermogen, inzet, prijs, looptijd en afregelgedrag.

Maar hier ontstaat opnieuw spanning. De elektrolyser wil flexibel kunnen reageren op de waterstofmarkt, stroomprijzen, certificaten, subsidies en concurrentie van ammoniakimport. De kerncentrale wil juist zekerheid. Zij wil weten dat de elektrolyser beschikbaar is wanneer de markt of het net de kernstroom niet kan opnemen.

De contractuele vraag wordt dan:

Is een elektrolyser bereid zich langjarig vast te leggen als regelbare afnemer van kernstroom in een waterstofmarkt die nog volop in ontwikkeling is?

Waarschijnlijk is dat moeilijk. Een elektrolyser die zich te lang vastlegt, loopt het risico dat zijn waterstof duurder wordt dan alternatieven. Een kerncentrale zonder harde

afnamezekerheid kan de elektrolyser echter niet als stevige basis voor haar bedrijfsvoering gebruiken.

12.10 De publieke dimensie

Wanneer marktpartijen deze contractuele spanning niet oplossen, kan de verleiding ontstaan om de risico's publiek te maken. De overheid kan dan via garanties, subsidies, capaciteitsbetalingen of gereguleerde tarieven de combinatie van kernenergie en elektrolyse ondersteunen.

Maar daarmee verschuift de vraag naar de publieke sector:

Hoe lang mag worden aangenomen dat kleinverbruikers en belastingbetalers bereid zijn om hoge systeemkosten te dragen?

Dat is geen technische vraag, maar een vraag van legitimiteit. Een systeemroute is pas verdedigbaar wanneer niet alleen de investeerder zekerheid krijgt, maar ook de rekening voor kleinverbruikers betaalbaar, uitlegbaar en begrensd blijft.

De essentie is:

Wat contractueel niet bij de elektrolyser kan worden belegd, mag niet stilzwijgend bij kleinverbruikers terechtkomen.

12.11 Wanneer is deze case wél verdedigbaar?

De combinatie van kernenergie en elektrolysers als regelbuffer kan verdedigbaar zijn onder strikte voorwaarden.

Ten eerste moet met een chronologisch model worden aangetoond dat de elektrolyser daadwerkelijk voorkomt dat de kerncentrale vaak moet terugregelen of buiten bedrijf moet gaan.

Ten tweede moet worden aangetoond dat deze oplossing goedkoper is dan alternatieven zoals batterijen, Delta21, flexibele STEG's, vraagsturing, interconnectie of ammoniak-STEG's.

Ten derde moet de waterstof die uit deze bedrijfsvoering voortkomt kunnen concurreren met waterstof uit Noordzee-elektrolyse en geïmporteerde ammoniak.

Ten vierde moeten de kosten en baten van de systeemdienst expliciet worden toegerekend.

Ten vijfde moeten publieke risico's worden begrensd.

Zonder deze voorwaarden blijft de elektrolyser vooral een hulpmiddel om kernenergie passend te maken, zonder dat vaststaat dat dit de beste systeemroute is.

12.12 Wat moet worden gemodelleerd?

Ook deze case kan niet met eenvoudige kengetallen worden beoordeeld. Er is een chronologisch model nodig waarin kernenergie, elektrolysers, opslag, restvraag en alternatieven gezamenlijk worden doorgerekend.

Dat model moet onder meer bepalen:

wanneer de kerncentrale zonder elektrolyser zou moeten terugregelen of stoppen;
hoeveel daarvan door de elektrolyser wordt voorkomen;
hoeveel waterstof de elektrolyser dan produceert;
tegen welke effectieve stroomprijs dat gebeurt;
welke alternatieven dezelfde functie kunnen leveren;
wat batterijen, Delta21, flexibele STEG's of vraagsturing zouden kosten;
welke kosten worden vermeden bij de kerncentrale;
hoe de baten worden verdeeld tussen kerncentrale, elektrolyser en systeem;
welke publieke kosten of garanties nodig zijn.

Zonder deze modelstap is niet vast te stellen of de elektrolyser een doelmatige systeemdienst levert, of slechts de businesscase van kernenergie ondersteunt.

12.13 Voorlopige beoordeling

Kwalitatief kan worden gesteld dat elektrolysers technisch kunnen helpen om kerncentrales rustiger te laten draaien. Dat is de sterke kant van deze case. De elektrolyser kan als regelbare afnemer optreden en daarmee terugregelen of stilstand beperken.

Maar economisch is de case kwetsbaar. De elektrolyser moet dan niet alleen concurrerende waterstof produceren, maar ook een regelprobleem van kernenergie oplossen. Die tweede functie heeft kosten. Als deze kosten niet zichtbaar worden gemaakt, ontstaat een te gunstig beeld van de combinatie kernenergie en elektrolyse.

Bovendien zijn er concurrerende flexibiliteitsopties. Batterijen, Delta21, flexibele STEG's, vraagsturing, interconnectie en ammoniak-STEG's kunnen eveneens bijdragen aan het dempen van de restvraag. De elektrolyser moet dus niet alleen technisch nuttig zijn, maar ook beter dan deze alternatieven.

12.14 Tussenconclusie

Elektrolysers kunnen het regelgedrag van kerncentrales verlichten. Zij kunnen stroom afnemen wanneer het elektriciteitssysteem de kernstroom niet goed kan gebruiken en terugregelen wanneer stroom schaarser wordt. Daarmee kunnen zij de kerncentrale rustiger laten draaien.

Maar deze functie is niet gratis en mag niet worden verward met goedkope waterstofproductie. Een elektrolyser die kernenergie ontlast, levert een systeemdienst. Die systeemdienst moet worden gewaardeerd, vergeleken met alternatieven en toegerekend aan de juiste partijen.

De slotconclusie luidt:

De elektrolyser kan de kerncentrale ontlasten, maar dan moet zichtbaar zijn wie betaalt voor die ontlasting, of de geproduceerde waterstof nog concurrerend is, en of andere flexibiliteitsopties dezelfde functie goedkoper kunnen leveren.

Hoofdstuk 13 — Marktwerking: marginale kosten versus integrale kosten

13.1 Doel van dit hoofdstuk

Dit hoofdstuk behandelt een centrale spanning in de beoordeling van kernenergie, elektrolysers, ammoniakimport, opslag en flexibele centrales. De elektriciteitsmarkt en de waterstofmarkt werken in de korte termijn vooral op basis van **marginale kosten**. Installaties worden ingezet wanneer hun variabele kosten laag genoeg zijn. Maar de maatschappelijke keuze om kerncentrales, elektrolysers, opslag, netten, ammoniakterminals, krakers of STEG's te bouwen, moet worden beoordeeld op **integrale kosten**.

Dat onderscheid is beslissend. Een installatie kan op de korte termijn goedkoop bieden, terwijl zij op lange termijn hoge vaste kosten veroorzaakt. Omgekeerd kan een installatie in de korte termijn markt duur lijken, terwijl zij juist systeemwaarde levert door beschikbaarheid, leveringszekerheid of flexibiliteit.

De vraag van dit hoofdstuk luidt:

Laat de marktuitkomst zien welke route maatschappelijk het goedkoopst is, of alleen welke installatie op een bepaald moment de laagste marginale kosten heeft?

Dit sluit direct aan bij het beoordelingskader waarin markt, financiering, systeemniveau, restvraag en chronologie als afzonderlijke vragen zijn opgenomen.

13.2 Marginale kosten bepalen de dispatch

In een elektriciteitsmarkt bepaalt de merit order welke installaties in een bepaald uur worden ingezet. Wind en zon hebben zeer lage marginale kosten. Kernenergie heeft eveneens lage variabele kosten, maar hoge vaste kosten. Batterijen, Delta21, flexibele STEG's en ammoniak-STEG's worden ingezet afhankelijk van prijs, opslaginhoud, brandstofkosten, startkosten, rendement en verwachte toekomstige prijzen.

Voor de korte termijn dispatch is dat logisch. Het systeem gebruikt eerst de bronnen met lage marginale kosten. Dat beperkt de directe productiekosten in dat uur. Maar deze logica zegt niets over de vraag of het verstandig was om al deze installaties te bouwen. De investering in een kerncentrale, elektrolyser, batterij, opslagmeer, waterstofleiding of ammoniakterminal verdwijnt niet uit de werkelijkheid omdat zij niet in de biedprijs van het uur zit.

Daarmee ontstaat een fundamentele spanning:

De markt minimaliseert de inzetkosten van bestaande installaties, maar niet automatisch de totale systeemkosten van de gekozen investeringen.

13.3 Integrale kosten bepalen de maatschappelijke doelmatigheid

Voor publieke besluitvorming zijn integrale kosten bepalend. Die omvatten niet alleen variabele kosten, maar ook bouwkosten, rente, bouwtijd, projectuitloop, onderhoud,

netkosten, aansluiting, opslag, conversieverliezen, subsidies, publieke garanties, capaciteitsvergoedingen, veiligheidsmaatregelen, ontmanteling en risicoverdeling.

Bij kernenergie zijn vooral de kapitaalkosten, rente, bouwtijd, uitloop, publieke garanties en langjarige verplichtingen bepalend. Bij elektrolysers zijn investering, vollasturen, stroomprijs, aansluiting, compressie, waterstofopslag en subsidie bepalend. Bij ammoniakimport zijn productie, synthese, zeetransport, opslag, veiligheid, kraken en waterstofafscheiding bepalend. Bij flexibele STEG's zijn brandstofkosten, startkosten, rendement, beschikbaarheid en emissies belangrijk. Bij batterijen en Delta21 zijn investering, opslagduur, rendement, levensduur en inzetstrategie bepalend.

De maatschappelijke vraag is dus niet:

Welke optie biedt vandaag het goedkoopst?

Maar:

Welke systeemcombinatie levert over de levensduur de laagste integrale kosten bij voldoende betrouwbaarheid en corrigeerbaarheid?

13.4 Elektrolysers: laag bieden, maar hoge vaste kosten

Elektrolysers kunnen in de waterstofmarkt aantrekkelijk lijken wanneer zij produceren bij lage stroomprijzen. In overschoturen van wind en zon kunnen zij waterstof maken op basis van lage marginale kosten. De elektriciteit is goedkoop, de variabele bedrijfskosten zijn beperkt en de elektrolyser kan concurrerend bieden.

Maar dat betekent niet dat de elektrolyseroute als geheel goedkoop is. De elektrolyser zelf moet worden gebouwd. Er zijn kosten voor aansluiting, waterbehandeling, compressie, opslag, transport, certificering en mogelijk subsidie. Wanneer die vaste kosten niet volledig in de waterstofprijs zichtbaar zijn, ontstaat een onvolledig beeld.

In een markt met elektrolysers en ammoniakkrakers kan de elektrolyser de goedkope uren benutten, terwijl de ammoniakkraker de tekorten aanvult. De elektrolyser wint dan op marginale kosten, maar de ammoniakroute levert mogelijk de leveringszekerheid. De marktuitkomst zegt dan vooral wie de goedkoopste uren pakt, niet wie de goedkoopste volledige keten levert.

De essentie is:

Elektrolysers kunnen goedkoop lijken in de uren waarin zij draaien, terwijl hun vaste kosten en de kosten van waterstofzekerheid elders liggen.

13.5 Ammoniakkrakers: duurder in de marge, maar belangrijk voor zekerheid

Ammoniakkrakers hebben zichtbare variabele kosten. Ammoniak moet worden geïmporteerd, opgeslagen, gekraakt en de waterstof moet worden afgescheiden. Daardoor kunnen krakers in de operationele waterstofmarkt duurder lijken dan elektrolysers die draaien op goedkope stroom.

Maar de functie van krakers is anders. Zij leveren waterstof wanneer elektrolysers niet draaien of niet genoeg produceren. Dat kan gebeuren bij hoge elektriciteitsprijzen, lage windproductie, netcongestie of hoge directe elektriciteitsvraag. De kraker is dan niet alleen producent, maar ook zekerheidsvoorziening.

Daarom moet de ammoniakkraker niet alleen worden beoordeeld op marginale kostprijs per kilogram waterstof. Hij moet ook worden beoordeeld op beschikbaarheidswaarde:

Kan hij leveren wanneer elektrolysers afregelen?
Kan hij continuïteit bieden aan industriële afnemers?
Vermindert hij de noodzaak om elektrolysers continu te laten draaien?
Maakt hij het mogelijk om stroom in schaarste-uren direct elektrisch te gebruiken?

De essentie is:

De ammoniakkraker kan duurder lijken in de dispatch, maar goedkoper zijn als onderdeel van een robuust systeem.

13.6 Kernenergie: lage variabele kosten, hoge vaste kosten

Kernenergie vormt het scherpste voorbeeld van het verschil tussen marginale kosten en integrale kosten. Een kerncentrale heeft lage variabele kosten, maar zeer hoge vaste kosten. In de markt kan zij blijven produceren zolang de prijs boven haar variabele kosten ligt. Maar haar bedrijfseconomische probleem zit niet in de variabele kosten. Het zit in de kapitaallasten, bouwtijd, rente, uitloop en publieke risicodekking.

In een systeem met veel wind en zon kan kernenergie in veel uren lage marktprijzen ontvangen. In overschoturen daalt de opbrengstwaarde. In de transitie zone is haar positie onzeker door start- en stopbeperkingen, minimum up time, minimum down time en concurrentie met flexibele opties. In tekorturen heeft kernenergie waarde, maar ook daar moet zij concurreren met flexibele STEG’s, ammoniak-STEG’s, opslag, Delta21, interconnectie en vraagsturing.

Als kernenergie haar vaste kosten niet uit de markt kan terugverdienen, ontstaat de vraag hoe die kosten worden gedekt. Dat kan via contracten, gereguleerde tarieven, publieke garanties, capaciteitsbetalingen of prijsbodems. Dan is de marktprijs niet langer het volledige kostenbeeld.

De essentie is:

Kernenergie kan goedkoop bieden, maar duur zijn om mogelijk te maken.

13.7 Flexibele STEG’s, batterijen en Delta21

Flexibele STEG’s, batterijen en Delta21 hebben elk een ander kostenprofiel. Flexibele STEG’s hebben relatief lagere kapitaalkosten dan kerncentrales, maar hogere variabele kosten door brandstof. Dat kan gunstig zijn wanneer zij minder uren draaien. Hun waarde ligt in beschikbaarheid, startvermogen, regelbaarheid en het kunnen bedienen van grillige restvraag.

Batterijen hebben hoge investeringskosten per opgeslagen energie-eenheid, maar kunnen zeer snel reageren. Zij leveren waarde in korte tijdschalen: piekafvlakking, frequentieondersteuning, snelle ramps en arbitrage. Delta21 heeft een andere schaal. Met indicatief 30.000 MWh opslag en 2.000 MWe vermogen kan het een grotere systeemdemper zijn tussen kort-cyclische batterijen en moleculaire opslag.

Ook hier geldt dat marginale kosten onvoldoende zijn. Een batterij of Delta21 kan in een bepaald uur goedkoop leveren als de energie al is opgeslagen. Maar de investering, het rendement, de slijtage, de vulgraad en de waarde van toekomstige uren bepalen de echte systeemwaarde. De keuze om nu te ontladen kan betekenen dat later geen energie beschikbaar is. Daarom is chronologische simulatie noodzakelijk.

De essentie is:

Opslag heeft niet alleen een prijs per MWh, maar ook een tijdswaarde.

13.8 De korte termijn markt kan efficiënt lijken

Wanneer alle installaties eenmaal gebouwd zijn, kan de korte termijn markt efficiënt lijken. Wind en zon produceren in overschoturen. Elektrolysers nemen goedkope stroom af. Batterijen en Delta21 benutten prijsverschillen. Kernenergie draait waar mogelijk door. Flexibele STEG's en ammoniak-STEG's vullen tekorturen aan. Ammoniakkrakers leveren waterstof wanneer elektrolysers niet draaien.

In die situatie minimaliseert de markt de inzetkosten per uur. Dat is nuttig voor dispatch. Maar het zegt weinig over de vraag of het systeem als geheel doelmatig is ontworpen. De vaste kosten zijn dan al gemaakt. Als er te veel kapitaalintensieve installaties zijn gebouwd, kan de markt nog steeds netjes functioneren op marginale kosten, terwijl de totale maatschappelijke rekening hoog is.

Daarom is de korte termijn markt geen voldoende toets voor investeringsbesluiten.

De essentie is:

Een werkende dispatchmarkt bewijst niet dat de investeringsmix verstandig was.

13.9 Short term minimal costs, long term high costs

Het risico is een systeem van **short term minimal costs, long term high costs**. Op korte termijn draait de markt tegen lage marginale kosten. Op lange termijn moeten echter de vaste kosten van kernenergie, elektrolysers, opslag, netten, waterstofleidingen, ammoniakterminals, krakers en back-up vermogen worden betaald.

Als deze vaste kosten niet door de directe gebruikers worden gedragen, komen zij terecht bij de overheid, belastingbetalers, netgebruikers of kleinverbruikers. Dan ontstaat een situatie waarin de marktprijzen laag kunnen zijn, terwijl de maatschappelijke systeemkosten hoog zijn.

Deze spanning is vooral gevaarlijk wanneer de overheid eerst investeringen uitlokt en daarna de markt laat concurreren op marginale kosten. Dan kunnen investeerders, burgers en

bedrijven achteraf worden geconfronteerd met een speelveld dat anders werkt dan bij de investeringsbeslissing werd verondersteld.

De essentie is:

Korte termijn efficiëntie kan samengaan met lange termijn kostenafwenteling.

13.10 Regulatory risk

Regulatory risk is het risico dat het publieke kader verandert nadat grote investeringen zijn gedaan. In de energiesector is dat risico groot, omdat investeringen langjarig, kapitaalintensief en vaak slecht omkeerbaar zijn. Centrales, windparken, elektrolysers, opslagprojecten, netten en importterminals worden gebouwd voor tientallen jaren, terwijl beleid, subsidies, CO_2-prijzen, marktregels, veiligheidseisen en publieke voorkeuren veel sneller kunnen veranderen.

De overheid kan partijen verleiden tot investeringen door beleid, subsidies, vergunningen, tenders en politieke signalen. Als zij daarna het speelveld verandert, kunnen verdienmodellen wegvallen. Kolencentrales, windparken, zonneparken, opslag en elektrolysers kunnen allemaal te maken krijgen met zulke verschuivingen. Voor kernenergie is dit risico extra groot door de lange bouwtijd en lange terugverdientijd.

Regulatory risk werkt twee kanten op. Voor investeerders is het risico dat de overheid het verdienmodel ondergraaft. Voor burgers is het risico dat de overheid investeringen niet laat falen, maar verliezen socialiseert via compensatie, garanties, tarieven of subsidies.

De essentie is:

Regulatory risk ontstaat wanneer publieke sturing vooraf en marktrisico achteraf niet eerlijk op elkaar aansluiten.

13.11 De onbetrouwbare overheid als systeemrisico

Wanneer de overheid investeringen uitlokt en later het kader verandert, ontstaat een vertrouwensprobleem. Marktpartijen kunnen de overheid dan zien als onbetrouwbaar. Zij worden eerst gevraagd te investeren in publieke doelen en worden daarna blootgesteld aan een markt die hun vaste kosten niet dekt. Omgekeerd kunnen burgers de overheid als onbetrouwbaar ervaren wanneer hoge systeemkosten achteraf via tarieven, heffingen of belastingen worden doorgeschoven.

Dit is niet alleen een moreel probleem, maar ook een systeemrisico. Een energiesysteem met grote kapitaalintensieve investeringen vraagt vertrouwen in regels, contracten en risicoverdeling. Zonder dat vertrouwen stijgen financieringskosten, worden garanties zwaarder en neemt de kans toe dat de overheid steeds meer risico naar zich toe moet trekken.

Daarmee wordt een vicieuze cirkel mogelijk:

beleid lokt investeringen uit;
marktprijzen dekken vaste kosten onvoldoende;
investeerders vragen garanties;

publieke kosten stijgen;
burgers verliezen vertrouwen;
beleid verandert opnieuw.

De essentie is:

Een onduidelijk publiek kader verhoogt de kosten van het hele systeem.

13.12 De positie van kleinverbruikers

Een bijzonder risico ligt bij kleinverbruikers. Huishoudens en kleine bedrijven kunnen geen langjarige contracten heronderhandelen over kernenergie, elektrolysers, opslag, netverzwaring of waterstofinfrastructuur. Toch kunnen zij via nettarieven, heffingen, belastingen of prijssteun gaan meebetalen aan systeemkeuzes waarvan zij niet direct profiteren.

Daarom mag hun betalingsbereidheid niet als vanzelfsprekend worden aangenomen. Als marktpartijen zich niet langjarig willen vastleggen op kernstroom of waterstofafname, mag de overheid die onzekerheid niet stilzwijgend bij kleinverbruikers leggen.

De vraag luidt:

Hoe lang en tot welk bedrag mogen kleinverbruikers worden geacht de vaste systeemkosten van kapitaalintensieve energieroutes te dragen?

De essentie is:

Wat contractueel niet bij de elektrolyser kan worden belegd, mag niet stilzwijgend bij kleinverbruikers terechtkomen.

13.13 Marktuitkomst versus publieke systeemkeuze

De markt kan bepalen welke installatie in een bepaald uur draait. De markt kan niet zonder stabiel publiek kader bepalen welke kapitaalintensieve installaties verstandig zijn om te bouwen. Daarvoor zijn publieke keuzes nodig over leveringszekerheid, betaalbaarheid, risicoverdeling, systeemveiligheid, importafhankelijkheid, klimaateffect en corrigeerbaarheid.

Dit betekent niet dat de overheid alle investeringen zelf moet doen. Het betekent wel dat de overheid niet kan volstaan met richting geven, investeringen uitlokken en daarna op afstand toekijken hoe de markt de schade verdeelt. Bij kernenergie, elektrolysers, opslag en ammoniakimport gaat het om systeemkeuzes. Daar hoort een expliciete publieke afweging bij.

De essentie is:

De markt ordent de inzet; de overheid blijft verantwoordelijk voor de systeemkeuze.

13.14 Wat een goede analyse moet doen

Een goede analyse moet daarom twee lagen combineren.

De eerste laag is de korte termijn dispatch. Die laat zien welke installaties per uur draaien, welke afregelen, welke opslag laadt of ontlaadt, wanneer elektrolysers produceren en wanneer ammoniakkrakers leveren.

De tweede laag is de lange termijn kostendekking. Die laat zien wie de vaste kosten draagt, welke contracten nodig zijn, welke publieke garanties worden gegeven, welke kosten via nettarieven worden verdeeld en welke risico's bij belastingbetalers of kleinverbruikers terechtkomen.

Alleen met beide lagen kan worden vastgesteld of een route werkelijk doelmatig is.

De analyse moet dus niet alleen vragen:

Wat is de marginale inzetvolgorde?

Maar ook:

Wie betaalt de investeringen, de beschikbaarheid en het risico?

13.15 Tussenconclusie

De kern van dit hoofdstuk is dat marginale kosten en integrale kosten niet mogen worden verward. Een systeem met veel wind, zon, kernenergie, elektrolysers, opslag, ammoniakkrakers en flexibele STEG's kan in de korte termijn markt efficiënt lijken. Maar dat bewijst niet dat de investeringsmix maatschappelijk doelmatig is.

Elektrolysers kunnen goedkope uren winnen. Ammoniakkrakers kunnen leveringszekerheid leveren. Kernenergie kan lage variabele kosten hebben maar hoge vaste kosten. Batterijen en Delta21 kunnen snel reageren maar vragen hoge investeringen. Flexibele STEG's kunnen duurder zijn per draaiuur maar beter passen bij grillige restvraag.

De slotzin van dit hoofdstuk kan zijn:

De markt op marginale kosten is geschikt om bestaande installaties in te zetten, maar onvoldoende om te bepalen welke kapitaalintensieve installaties maatschappelijk verstandig zijn om te bouwen.

Hoofdstuk 14 — Contractuele hardheid en risicoverdeling

14.1 Doel van dit hoofdstuk

De voorgaande hoofdstukken laten zien dat de combinatie van kernenergie, elektrolyse, ammoniakimport, opslag en flexibele centrales niet alleen een technische vraag is. Uiteindelijk komt de beoordeling uit bij een contractuele en financiële vraag:

Wie durft zich langjarig vast te leggen, tegen welke prijs, voor welk volume, en wie draagt het risico wanneer de aannames niet uitkomen?

Deze vraag is beslissend. Een kerncentrale vraagt lange zekerheid. Een elektrolyser vraagt flexibiliteit. Een ammoniakkraker vraagt voldoende benutting of vergoeding voor beschikbaarheid. Een flexibele STEG vraagt opbrengsten in tekorturen of een capaciteitsvergoeding. Batterijen en Delta21 vragen voldoende prijsverschillen of systeemvergoedingen. Kleinverbruikers vragen betaalbaarheid en voorspelbaarheid.

Daarom kan deze studie niet eindigen bij technische inzetprofielen. De werkelijke toets is of de gekozen keten te contracteren en **financierbaar** is zonder dat risico's onzichtbaar worden doorgeschoven naar overheid, belastingbetalers, netgebruikers of kleinverbruikers.

Dit sluit aan bij het eerder gehanteerde beoordelingskader, waarin markt en financiering, onzekerheden, alternatieven, timing en corrigeerbaarheid expliciet als vragen zijn opgenomen.

14.2 Kernenergie vraagt langjarige zekerheid

Kernenergie is kapitaalintensief. Een groot deel van de kosten wordt gemaakt voordat de centrale produceert. Bouwkosten, rente, bouwtijd, vergunningen, projectuitloop, financieringsvorm en publieke garanties bepalen in hoge mate de uiteindelijke kostprijs.

Daarom heeft een kerncentrale behoefte aan langjarige zekerheid. Die zekerheid kan komen uit stroomverkoop op de markt, maar in een systeem met veel wind, zon, opslag en flexibele alternatieven is de marktwaarde van continue productie onzeker. In overschoturen zijn prijzen laag. In de transitie zone is de opbrengstwaarde onzeker. In tekorturen heeft kernenergie waarde, maar concurreert zij met STEG's, batterijen, Delta21, interconnectie, vraagsturing en mogelijk ammoniak-STEG's.

Als de markt deze zekerheid niet geeft, ontstaat behoefte aan andere vormen van zekerheid:

langjarige afnamecontracten;
contracten voor verschil;
gereguleerde opbrengsten;
capaciteitsvergoedingen;
publieke garanties;
goedkope publieke financiering;
compensatie bij beleidswijziging.

Daarmee wordt kernenergie niet alleen een productie-investering, maar ook een institutionele afspraak over risicoverdeling over meerdere decennia.

De vraag luidt:

Kan kernenergie zichzelf dragen in de markt, of is zij afhankelijk van publieke of contractuele bescherming?

14.3 Elektrolysers vragen juist flexibiliteit

Elektrolysers hebben een andere logica. Een elektrolyser wil bij voorkeur produceren wanneer elektriciteit goedkoop is. Dat past vooral bij wind- en zonne-uren met lage prijzen. Bij hoge stroomprijzen kan de elektrolyser beter afregelen, zodat elektriciteit beschikbaar blijft voor directe toepassingen.

Bovendien is de waterstofmarkt nog volop in ontwikkeling. De kosten van elektrolyse, ammoniakimport, ammoniakkrakers, waterstofopslag, certificering, industriële vraag en subsidies kunnen sterk veranderen. In zo'n markt is het voor een elektrolyser rationeel om flexibiliteit te behouden.

Daarom is het onwaarschijnlijk dat een elektrolyser zich gemakkelijk voor twintig tot veertig jaar vastlegt op stroom uit één kerncentrale tegen een prijs die de kerncentrale financierbaar maakt. Zo'n contract kan de elektrolyser vastzetten in een markt waarin alternatieven goedkoper worden.

De kern van de contractuele spanning is dus:

De kerncentrale vraagt zekerheid; de elektrolyser vraagt bewegingsruimte.

Of scherper:

Zonder lang contract is elektrolyse geen harde basis voor kernenergie; met een lang contract verliest de elektrolyser juist de flexibiliteit die hij nodig heeft.

14.4 De contractuele mismatch

De koppeling tussen kernenergie en elektrolyse lijkt technisch logisch, maar contractueel kwetsbaar. Een kerncentrale heeft behoefte aan een afnemer die veel uren stroom afneemt tegen een prijs die de vaste kosten dekt. Een elektrolyser wil juist kunnen kiezen tussen kernstroom, goedkope windstroom, netstroom, certificaten, subsidies, waterstofopslag, ammoniakimport en andere routes.

Daardoor ontstaat een mismatch in looptijd en risico.

De kerncentrale vraagt:

lange looptijd;
vaste of voorspelbare prijs;
hoge beschikbaarheid van afname;

beperkte marktonzekerheid;
bescherming tegen lage marktprijzen.

De elektrolyser vraagt:

korte of middellange contracten;
prijsflexibiliteit;
toegang tot goedkope uren;
mogelijkheid om af te regelen;
ruimte om te concurreren met ammoniakimport en andere waterstofroutes.

Deze belangen zijn moeilijk te verenigen. Als de elektrolyser zich niet bindt, helpt hij de kerncentrale niet voldoende. Als hij zich wel bindt, loopt hij het risico dat zijn waterstof te duur wordt.

De vraag luidt:

Is de koppeling tussen kernenergie en elektrolyse commercieel rationeel, of alleen beleidsmatig wenselijk?

14.5 Ammoniakkrakers vragen een ander contractmodel

Ammoniakkrakers hebben een andere functie. Zij hoeven niet altijd de goedkoopste waterstof te produceren. Hun systeemwaarde ligt vooral in leveringszekerheid. Zij kunnen waterstof leveren wanneer elektrolysers niet draaien, bijvoorbeeld bij hoge stroomprijzen, lage duurzame productie of beperkte beschikbaarheid van goedkope elektriciteit.

Dat betekent dat ammoniakkrakers niet alleen moeten worden betaald voor geproduceerde kilogrammen waterstof, maar mogelijk ook voor beschikbaarheid. Anders ontstaat het risico dat elektrolysers de goedkope uren afromen, terwijl ammoniakkrakers nodig zijn voor zekerheid maar onvoldoende inkomsten hebben.

De contractuele vraag bij krakers is daarom:

Worden ammoniakkrakers betaald als gewone producent, of ook als zekerheidsvoorziening voor de waterstofmarkt?

Als zij alleen worden betaald per kilogram waterstof, kunnen zij financieel kwetsbaar worden. Als zij ook worden betaald voor beschikbaarheid, moet duidelijk zijn wie die kosten draagt: industriële afnemers, waterstofnetgebruikers, overheid of algemene energiegebruikers.

14.6 Flexibele STEG’s en ammoniak-STEG’s vragen vergoeding voor beschikbaarheid

Flexibele STEG’s, inclusief STEG’s waarvan de gasturbine afzonderlijk als piekmachine kan draaien, leveren vooral waarde in uren met positieve restvraag. Zij hoeven niet het hele jaar te draaien. Hun waarde ligt in beschikbaarheid, startsnelheid, regelbaarheid en inzetbaarheid in tekorturen.

Dat geldt ook voor ammoniak-STEG's. Wanneer ammoniak wordt gebruikt als brandstof voor regelbare elektriciteitsproductie, kan de installatie relatief weinig uren draaien maar toch veel systeemwaarde leveren. De markt moet die beschikbaarheid wel belonen.

Als zulke centrales alleen inkomsten krijgen uit draaiuren, kan de businesscase onzeker worden. Vooral wanneer het aantal tekorturen beperkt is, maar het systeem wel capaciteit nodig heeft, ontstaat behoefte aan een capaciteitsmechanisme of langjarige beschikbaarheidscontracten.

De vraag luidt:

Wordt regelbaar vermogen betaald voor geproduceerde MWh, of ook voor beschikbaarheid wanneer het systeem dat nodig heeft?

Dit is belangrijk voor de vergelijking met kernenergie. Kernenergie vraagt veel draaiuren. Flexibele STEG's vragen vooral vergoeding voor beschikbaarheid en inzet in waardevolle uren. Dat zijn verschillende contractmodellen.

14.7 Opslag vraagt vergoeding voor tijdswaarde

Batterijen en Delta21 leveren geen primaire energie. Zij verplaatsen energie in de tijd. Hun waarde ligt in het opnemen van overschotten en het leveren in tekorturen. Daarom hangt hun businesscase af van prijsverschillen, systeemdiensten, congestievergoeding, reservevergoedingen en mogelijk capaciteitswaarde.

Bij opslag is het probleem dat zij haar eigen markt kan uithollen. Naarmate meer opslag wordt gebouwd, worden prijsverschillen kleiner. Daarmee dalen de arbitrage-opbrengsten. Dit is vergelijkbaar met het kannibalisatie-effect bij wind, zon en batterijen.

Voor Delta21 speelt dit op grotere schaal. Met circa 30.000 MWh opslag en 2.000 MWe vermogen kan het systeemwaarde leveren door de overgang tussen overschot en tekort te dempen. Maar de inkomsten hangen af van de marktordening: alleen arbitrage, of ook vergoeding voor systeemdiensten en leveringszekerheid.

De vraag luidt:

Wordt opslag betaald voor arbitrage alleen, of ook voor systeemwaarde, congestieverlichting en leveringszekerheid?

14.8 Publieke garanties en het risico van kostenverschuiving

Wanneer marktpartijen onvoldoende zekerheid willen bieden, ontstaat de verleiding om risico's publiek te maken. Dat kan via garanties, subsidies, contracten voor verschil, capaciteitsbetalingen, gereguleerde tarieven of socialisatie via nettarieven.

Dat kan soms verdedigbaar zijn. Energievoorziening heeft publieke betekenis. Leveringszekerheid, CO_2-reductie, industriële continuïteit en systeemveiligheid kunnen publieke ondersteuning rechtvaardigen. Maar dan moet expliciet worden gemaakt welke risico's publiek worden overgenomen en waarom.

Het probleem ontstaat wanneer publieke steun niet als publieke keuze wordt gepresenteerd, maar onzichtbaar in het systeem verdwijnt. Dan lijkt een route commercieel concurrerend, terwijl zij in werkelijkheid wordt gedragen door belastingbetalers, netgebruikers of kleinverbruikers.

De norm is daarom:

Publieke garanties moeten zichtbaar, begrensd en toetsbaar zijn.

14.9 De positie van kleinverbruikers

Een bijzonder aandachtspunt is de positie van kleinverbruikers. Huishoudens en kleine bedrijven hebben geen directe onderhandelingspositie in contracten tussen kerncentrales, elektrolysers, ammoniakimporteurs, netbeheerders en industriële afnemers. Toch kunnen zij via nettarieven, heffingen, belastingen of prijssteun meebetalen aan systeemkeuzes.

Daarom mag de publieke sector niet zonder meer aannemen dat kleinverbruikers bereid blijven om hoge systeemkosten te dragen. Betaalbaarheid is niet alleen een sociaal vraagstuk, maar ook een legitimiteitsvoorwaarde. Een systeemroute kan technisch en financieel sluitend lijken, maar maatschappelijk instabiel worden wanneer de kosten bij partijen terechtkomen die de baten niet zien.

De vraag luidt:

Hoe lang en tot welk bedrag mag de markt aannemen dat kleinverbruikers bereid en in staat zijn om hoge systeemkosten te dragen?

De essentie is:

Wat contractueel niet bij de elektrolyser of industriële afnemer kan worden belegd, mag niet stilzwijgend bij kleinverbruikers terechtkomen.

14.10 Regulatory risk

Contractuele hardheid wordt extra belangrijk door regulatory risk. De overheid kan investeringen uitlokken door beleid, subsidies, vergunningen, tenders en politieke signalen. Daarna kan het beleidskader veranderen. CO_2-prijzen, subsidies, sluitingsbeleid, netregels, veiligheidsnormen, waterstofverplichtingen, importbeleid en marktordening kunnen allemaal verschuiven.

Voor investeerders betekent dit dat langjarige investeringen kwetsbaar zijn voor politieke verandering. Voor burgers betekent het dat de overheid mogelijk verliezen socialiseert wanneer projecten anders onrendabel worden. Voor het systeem betekent het dat financieringskosten stijgen wanneer vertrouwen in het publieke kader afneemt.

Regulatory risk raakt alle routes:

kernenergie door lange bouwtijd en hoge kapitaallast;
elektrolysers door veranderende waterstofmarkten en subsidievoorwaarden;
ammoniakimport door veiligheidsregels en importbeleid;

STEG’s door brandstof- en emissiebeleid;
opslag door veranderende marktregels en netvergoedingen.

De vraag luidt:

Is het beleidskader stabiel genoeg om langjarige investeringen te dragen, en wie wordt beschermd wanneer het kader verandert?

14.11 Contracteerbaarheid als beslissende toets

Voor de nucleaire elektrolyseroute is contracteerbaarheid misschien wel de beslissende toets. Als de route werkelijk economisch robuust is, moeten partijen bereid zijn zich langjarig te verbinden. Een kerncentrale moet stroom kunnen verkopen tegen kostendekkende prijzen. Een elektrolyser moet die stroom willen afnemen. Een waterstofafnemer moet de waterstof willen kopen. De overheid moet alleen risico’s overnemen die publiek verdedigbaar zijn.

Wanneer die keten van contracten niet sluit, is de route niet bewezen.

De toets kan eenvoudig worden geformuleerd:

Welke partij tekent voor welk risico?

Als niemand het bouwrisico wil dragen, wordt het publiek.
Als niemand het marktprijsrisico wil dragen, wordt het publiek.
Als niemand het afnamerisico wil dragen, wordt het publiek.
Als niemand het beschikbaarheidsrisico wil dragen, wordt het publiek.
Als niemand het beleidsrisico wil dragen, wordt het publiek.

Daarmee wordt zichtbaar of een route werkelijk economisch sterk is, of alleen mogelijk wordt doordat risico’s worden doorgeschoven.

14.12 Verschil tussen publieke keuze en verborgen publieke dekking

Er is niets mis met een expliciete publieke keuze. De overheid kan besluiten dat een bepaalde route nodig is voor leveringszekerheid, strategische autonomie, CO_2-reductie of industriële continuïteit. Maar dan moet die keuze open worden gemaakt.

Het probleem ontstaat wanneer een route wordt gepresenteerd als marktconform of goedkoop, terwijl zij feitelijk steunt op publieke dekking. Dan wordt de maatschappelijke afweging vertroebeld.

Daarom moet onderscheid worden gemaakt tussen:

expliciete publieke investering;
expliciete publieke garantie;
gereguleerd systeemcontract;
verborgen kostenverschuiving via tarieven of subsidies.

Alleen de eerste drie kunnen democratisch worden getoetst. De vierde ondermijnt vertrouwen.

De essentie luidt:

Publieke dekking is verdedigbaar wanneer zij expliciet is; problematisch wanneer zij verborgen is.

14.13 Gevolgen voor de vier cases

Voor case 1 betekent dit dat kernenergie alleen in het elektriciteitssysteem past wanneer haar inkomsten voldoende zeker zijn of wanneer de publieke dekking expliciet is. Als de transitie zone geen betrouwbare opbrengst levert, moet dat niet worden verdoezeld.

Voor case 2 betekent dit dat 1.000 MWe kernenergie met 1.000 MWe elektrolyse alleen verdedigbaar is wanneer de elektrolyser langjarig stroom wil afnemen tegen een prijs die de kerncentrale draagt. Als dat contract niet realistisch is, blijft de route speculatief.

Voor case 3 betekent dit dat inkomsten uit marginale of schakeluren pas mogen worden meegeteld wanneer een chronologisch model aantoont dat kernenergie die uren werkelijk kan benutten. Zonder dat bewijs mogen die inkomsten niet als contractuele zekerheid gelden.

Voor case 4 betekent dit dat elektrolysers alleen als ontlasting van kerncentrales mogen worden opgevoerd wanneer duidelijk is wie betaalt voor die systeemdienst. Anders wordt de elektrolyser gebruikt om kernenergie te ondersteunen zonder dat die kosten zichtbaar zijn.

14.14 Wat een goede contractanalyse moet bevatten

Een goede contractanalyse moet ten minste de volgende vragen beantwoorden:

Welke contractduur is nodig voor de kerncentrale?
Welke contractduur is realistisch voor de elektrolyser?
Welke prijsformule geldt voor de stroom?
Wie draagt het verschil tussen marktprijs en kostendekkende prijs?
Is er een contract for difference?
Wie draagt bouwtijd- en uitlooprisico?
Wie draagt WACC-risico?
Wie betaalt netkosten en aansluitkosten?
Wie betaalt voor leveringszekerheid?
Worden ammoniakkrakers betaald voor beschikbaarheid?
Worden flexibele STEG’s betaald voor capaciteit?
Wordt opslag betaald voor arbitrage of systeemdiensten?
Hoe worden kleinverbruikers beschermd tegen kostenafwenteling?
Welke risico’s blijven publiek?
Wanneer kan de route worden bijgestuurd of beëindigd?

Zonder antwoorden op deze vragen is de keten niet bankable en niet publiek toetsbaar.

14.15 Tussenconclusie

Contractuele hardheid en risicoverdeling vormen de praktische toets op de hele studie. Technisch zijn meerdere routes mogelijk. Economisch en maatschappelijk wordt het pas

duidelijk wanneer zichtbaar is wie zich vastlegt, voor hoe lang, tegen welke prijs en met welk risico.

De kernspanning is dat kernenergie langjarige zekerheid vraagt, terwijl elektrolysers flexibiliteit nodig hebben in een snel ontwikkelende waterstofmarkt. Ammoniakkrakers en flexibele STEG's vragen vergoeding voor beschikbaarheid. Opslag vraagt vergoeding voor tijdswaarde en systeemdiensten. Kleinverbruikers mogen niet stilzwijgend de sluitpost worden.

De slotconclusie luidt:

Een route is pas robuust wanneer niet alleen de techniek werkt, maar ook de contracten sluiten, de risico's eerlijk zijn verdeeld en de publieke kosten betaalbaar, zichtbaar en begrensd blijven.

Hoofdstuk 15 — Verborgen kruis subsidie en kostenallocatie

15.1 Doel van dit hoofdstuk

De voorgaande hoofdstukken laten zien dat de vergelijking tussen kernenergie, elektrolyse, ammoniakimport, opslag en flexibele centrales niet alleen technisch of economisch is. De vraag wordt uiteindelijk ook een verdelingsvraag:

Wie betaalt welke kosten, wie ontvangt welke baten, en waar blijven de risico's wanneer aannames niet uitkomen?

Dit hoofdstuk behandelt het risico dat bepaalde routes goedkoper lijken dan zij werkelijk zijn, doordat kosten buiten de directe keten worden gelegd. Dat kan gebeuren via nettarieven, subsidies, publieke garanties, capaciteitsvergoedingen, goedkope publieke financiering, aansluitkosten, congestiebeheer of algemene belastingmiddelen.

De centrale vraag luidt:

Worden de werkelijke kosten van kernenergie, elektrolyse, opslag, ammoniakroutes en leveringszekerheid toegerekend aan de partijen die ervan profiteren, of worden zij ongemerkt verspreid over andere stroomafnemers, kleinverbruikers en belastingbetalers?

Deze vraag sluit aan bij het bredere beoordelingskader waarin markt, financiering, risicoverdeling, alternatieven en corrigeerbaarheid zichtbaar moeten worden gemaakt. In de eerder opgestelde matrix is juist benadrukt dat kernenergie niet als losse techniek moet worden beoordeeld, maar als publieke systeemkeuze onder onzekerheid.

15.2 Wat wordt bedoeld met verborgen kruis subsidie?

Van verborgen kruis subsidie is sprake wanneer een partij of keten goedkoper lijkt doordat een deel van de kosten door anderen wordt gedragen. Die anderen kunnen huishoudens zijn, kleine bedrijven, algemene stroomafnemers, netgebruikers, belastingbetalers of toekomstige generaties.

Bij een gewone subsidie is zichtbaar dat publieke middelen worden ingezet. Bij een verborgen kruis subsidie is dat minder duidelijk. De kosten verdwijnen dan in nettarieven, systeemkosten, garanties, gereguleerde opbrengsten of algemene heffingen. Daardoor kan een project marktconform lijken, terwijl het feitelijk steunt op publieke of collectieve dekking.

In deze studie is vooral relevant dat waterstof uit elektrolyse goedkoop kan lijken wanneer de stroomprijs laag is, terwijl de vaste kosten van elektrolysers, netten, opslag, back-up en garanties elders worden geboekt. Hetzelfde geldt voor kernenergie: een kerncentrale kan lage marginale kosten hebben, maar haar hoge vaste kosten moeten ergens worden terugverdiend. Als die kosten niet volledig in de stroomprijs aan de elektrolyser zitten, ontstaat een onvolledig beeld.

De essentie is:

Een route is niet goedkoop wanneer zij alleen goedkoop lijkt doordat kosten buiten de keten worden gelegd.

15.3 Mogelijke bronnen van verborgen kosten

Verborgen kruis subsidie kan op verschillende plaatsen ontstaan.

Bij kernenergie kan zij ontstaan via publieke garanties, goedkope financiering, contracten voor verschil, capaciteitsbetalingen, compensatie bij lage marktprijzen, dekking van bouwrisico, dekking van uitlooprisico of gereguleerde opbrengsten. Als deze kosten niet aan de geproduceerde stroom of aan de afnemers worden toegerekend, lijkt kernstroom goedkoper dan zij maatschappelijk is.

Bij elektrolysers kan zij ontstaan via investeringssubsidies, vrijstellingen, aansluitingstarieven, netkosten, waterstofsubsidies, certificering, infrastructuur voor waterstoftransport, compressie, opslag of compensatie voor stilstand. Een elektrolyser die alleen op marginale kosten produceert, kan goedkoop lijken, terwijl de vaste kosten elders liggen.

Bij ammoniakkrakers kan het omgekeerde gebeuren. Zij kunnen duurder lijken omdat hun variabele kosten zichtbaar zijn: ammoniakinkoop, opslag, kraken en waterstofafscheiding. Maar als zij leveringszekerheid bieden aan de waterstofmarkt, moet die beschikbaarheidswaarde ook worden beloond. Anders lijkt de ammoniakroute te duur, terwijl zij een noodzakelijke systeemfunctie vervult.

Bij flexibele STEG’s en ammoniak-STEG’s gaat het om beschikbaarheid. Zij draaien misschien weinig uren, maar zijn nodig wanneer het systeem tekort heeft. Als zij alleen worden betaald per geproduceerde MWh, krijgen zij hun systeemwaarde mogelijk niet terug. Als zij wel capaciteitsvergoedingen krijgen, moeten die zichtbaar worden toegerekend.

Bij batterijen en Delta21 gaat het om systeemdiensten, opslagwaarde, congestieverlichting en leveringszekerheid. Als alleen arbitrage wordt beloond, kan de maatschappelijke waarde worden onderschat. Als extra vergoedingen worden gegeven, moeten die transparant zijn.

15.4 De elektrolyser als mogelijke ontvanger van verborgen steun

De elektrolyser kan in een marginale markt aantrekkelijk lijken. Hij draait wanneer elektriciteit goedkoop is en produceert dan waterstof tegen lage variabele kosten. Maar de vraag is of zijn integrale kosten worden gedekt.

Een elektrolyser vraagt investering, aansluiting, waterbehandeling, compressie, opslag, onderhoud en waterstofafvoer. Daarnaast kan hij profiteren van subsidies, certificaten, infrastructuur, netvoordelen of beleidssteun. Als die kosten niet volledig in de waterstofprijs terechtkomen, lijkt de geproduceerde waterstof goedkoper dan zij werkelijk is.

Dat wordt extra gevoelig wanneer ammoniakkrakers de leveringszekerheid verzorgen in uren waarin elektrolysers niet draaien. De elektrolyser neemt dan de goedkope uren; de ammoniakroute vangt de moeilijke uren op. Als de kraker niet wordt betaald voor beschikbaarheid, ontstaat een scheve marktordening. De elektrolyser oogt goedkoop, terwijl een andere keten de zekerheid levert.

De essentie is:

De elektrolyser mag niet goedkoop lijken doordat ammoniakkrakers, netgebruikers of publieke regelingen de systeemkosten dragen.

15.5 Kernenergie als mogelijke bron van verborgen kosten

Bij kernenergie is het risico op verborgen kosten groot omdat de vaste kosten hoog zijn. Een kerncentrale kan op marginale kosten laag bieden, maar haar investeringskosten, rente, bouwtijd, projectuitloop en publieke garanties blijven bepalend voor de maatschappelijke kosten.

Als kernenergie wordt gekoppeld aan elektrolyse, moet duidelijk zijn welke stroomprijs de elektrolyser betaalt. Betaalt hij de integrale kostprijs van kernstroom, inclusief kapitaallasten en risico's? Of ontvangt hij stroom tegen een lagere prijs, terwijl het verschil wordt gedekt via publieke garanties, capaciteitsvergoedingen of andere stroomafnemers?

Wanneer het tweede gebeurt, lijkt waterstof uit kernenergie goedkoper dan zij werkelijk is. Dan wordt de elektrolyser mede ondersteund door een publiek gedekte kerncentrale. De waterstofprijs laat dan niet de volledige kosten van de keten zien.

De vraag luidt:

Betaalt de elektrolyser voor kernstroom een prijs die de kerncentrale werkelijk financierbaar maakt, of wordt het verschil buiten de waterstofketen gelegd?

15.6 Netkosten en aansluitkosten

Een belangrijk kanaal voor kostenverschuiving is het elektriciteitsnet. Grootschalige elektrolysers, kerncentrales, windparken, opslag en industriële afnemers vragen zware aansluitingen en soms netverzwaring. De vraag is wie deze kosten draagt.

Wanneer een specifiek project een groot beslag legt op netcapaciteit, maar de kosten daarvan worden verdeeld over alle netgebruikers, ontstaat een vorm van kruis subsidie. Dat hoeft niet altijd onrechtmatig of onwenselijk te zijn; sommige netkosten zijn collectief. Maar de verdeling moet expliciet en uitlegbaar zijn.

Voor elektrolysers is dit bijzonder relevant. Als zij worden geplaatst bij aanlanding van wind op zee, kunnen zij netbelasting verminderen. Maar als zij juist nieuwe aansluitcapaciteit, congestiebeheer of systeemvoorzieningen vragen, moeten die kosten zichtbaar worden. Hetzelfde geldt voor kerncentrales op locaties aan de rand van het systeem. Ook zij kunnen grote invoeding en transport naar het achterland vragen, tenzij er voldoende lokale afname is.

De vraag luidt:

Worden netkosten toegerekend aan de veroorzaker, of gesocialiseerd over alle afnemers?

15.7 Kosten van leveringszekerheid

Leveringszekerheid is zelden gratis. Wanneer elektrolysers flexibel draaien, is een aanvullende bron nodig voor waterstof op momenten dat zij niet produceren. Dat kan waterstofopslag zijn, ammoniakkraken, import van waterstofdragers of andere moleculenroutes.

Ook in de elektriciteitsmarkt geldt dat leveringszekerheid kosten vraagt. Flexibele STEG's, ammoniak-STEG's, batterijen, Delta21, interconnectie en reservevermogen moeten beschikbaar zijn wanneer het systeem tekort heeft. Deze opties kunnen weinig uren draaien, maar toch noodzakelijk zijn.

De vraag is wie betaalt voor die beschikbaarheid. Als beschikbaarheid niet wordt beloond, komt zij niet tot stand. Als zij wel wordt beloond via capaciteitsmechanismen of publieke contracten, moeten die kosten zichtbaar in de systeemvergelijking worden opgenomen.

De essentie is:

Een systeem dat goedkoop lijkt zonder de kosten van beschikbaarheid mee te nemen, is niet volledig doorgerekend.

15.8 Kleinverbruikers als sluitpost

Een bijzonder risico is dat kleinverbruikers de sluitpost worden. Huishoudens en kleine bedrijven kunnen niet onderhandelen over langjarige contracten tussen kerncentrales, elektrolysers, ammoniakimporteurs, industrie en netbeheerders. Toch kunnen zij via nettarieven, energiebelasting, opslag duurzame energie, algemene belastingen of prijssteun meebetalen aan systeemkeuzes.

Dat is maatschappelijk gevoelig. Kleinverbruikers profiteren niet altijd rechtstreeks van industriële waterstof, elektrolyseclusters of nucleaire afnamecontracten. Als zij wel meebetalen aan de vaste systeemkosten, moet dat expliciet worden verantwoord.

De overheid mag niet aannemen dat kleinverbruikers onbeperkt bereid zijn hoge systeemkosten te dragen. Zeker niet wanneer die kosten voortkomen uit beleidskeuzes zoals binnenlandse elektrolyse, kernenergie of specifieke infrastructuur voor industrie.

De essentie is:

Kleinverbruikers mogen niet de stille afnamegarantie worden voor systeemkosten die marktpartijen zelf niet contractueel willen dragen.

15.9 Kostenallocatie als legitimiteitsvraag

Kostenallocatie is niet alleen een boekhoudkundige vraag. Het is een legitimiteitsvraag. Een systeemroute kan technisch werken en financieel sluitend worden gemaakt, maar maatschappelijk toch onhoudbaar zijn wanneer kosten en baten scheef verdeeld zijn.

Als industrie profiteert van waterstof, maar kleinverbruikers meebetalen aan netten, garanties of back-up, moet dat publiek worden verantwoord. Als kernenergie vooral nodig is om elektrolysers te voeden, moeten de kosten van die kernenergie aan de waterstofketen worden

toegerekend. Als ammoniakkrakers nodig zijn om elektrolyse flexibel te maken, moeten hun beschikbaarheidskosten aan de waterstofmarkt worden toegerekend.

De vragen zijn:

Wie veroorzaakt de kosten?
Wie profiteert van de baten?
Wie draagt het risico?
Wie heeft zeggenschap over de keuze?
En wie kan zich aan de kosten onttrekken?

Wanneer deze vragen niet worden beantwoord, ontstaat een verborgen maatschappelijk contract zonder duidelijke instemming.

15.10 De relatie met regulatory risk

Verborgen kruis subsidie hangt nauw samen met regulatory risk. Wanneer de overheid investeringen uitlokt en later het markt- of beleidskader verandert, kunnen kosten onverwacht verschuiven. Investeerders kunnen compensatie vragen. Projecten kunnen publieke steun nodig hebben. Netkosten kunnen stijgen. Subsidies kunnen worden aangepast. Burgers kunnen achteraf met hogere tarieven worden geconfronteerd.

Een transparante kostenallocatie vermindert dat risico. Wanneer vooraf duidelijk is wie welke kosten en risico's draagt, is het systeem robuuster. Wanneer kosten pas achteraf zichtbaar worden, ontstaat wantrouwen bij investeerders én bij burgers.

De essentie is:

Onzichtbare kosten vandaag worden regulatory risk morgen.

15.11 Toets per route

Voor de Noordzee-elektrolyseroute moet worden getoetst of elektrolysers hun eigen investeringskosten, aansluitkosten, waterstofinfrastructuur en flexibiliteitskosten dragen. Ook moet worden vastgesteld wie betaalt voor waterstofzekerheid wanneer elektrolysers niet draaien.

Voor de kernenergie-elektrolyseroute moet worden getoetst of de elektrolyser de integrale kostprijs van kernstroom betaalt. Als dat niet zo is, moet zichtbaar zijn wie het verschil draagt.

Voor de ammoniakroute moet worden getoetst of ammoniakkrakers worden betaald voor beschikbaarheid, en of veiligheidskosten, opslagkosten en importinfrastructuur volledig zijn meegenomen.

Voor flexibele STEG's en ammoniak-STEG's moet worden getoetst of zij alleen inkomsten uit draaiuren krijgen, of ook voor capaciteit en leveringszekerheid worden vergoed.

Voor batterijen en Delta21 moet worden getoetst of hun systeemwaarde alleen uit arbitrage moet komen, of dat ook congestieverlichting, reserve, leveringszekerheid en systeemdiensten worden beloond.

15.12 Openbaar toetsingsschema voor kostenallocatie

Voor iedere route zou een openbaar schema moeten worden opgesteld met ten minste de volgende posten:

directe investeringskosten;
financieringskosten;
bouwtijd en uitlooprisico;
aansluitkosten;
netverzwaring;
congestiebeheer;
operationele kosten;
brandstofkosten;
conversieverliezen;
opslagkosten;
transportkosten;
veiligheidsmaatregelen;
back-up en leveringszekerheid;
subsidies;
garanties;
capaciteitsvergoedingen;
risico op onderbenutting;
kosten bij beleidswijziging;
verdeling over producenten, afnemers, netgebruikers, belastingbetalers en kleinverbruikers.

Pas met zo'n schema kan worden vastgesteld of een route werkelijk goedkoop is, of alleen goedkoop lijkt doordat kosten elders worden gelegd.

15.13 Norm voor de studie

De norm voor deze studie is eenvoudig:

Elke route moet worden beoordeeld op volledige ketenkosten, inclusief kosten van infrastructuur, beschikbaarheid, risico en publieke dekking.

Dat betekent niet dat publieke steun onmogelijk is. Publieke steun kan gerechtvaardigd zijn wanneer een route publieke doelen dient. Maar die steun moet zichtbaar, begrensd en toetsbaar zijn.

Daarmee wordt het onderscheid belangrijk tussen:

expliciete publieke keuze;

en:

verborgen kruis subsidie.

Een expliciete publieke keuze kan democratisch worden beoordeeld. Een verborgen kruis subsidie ondermijnt de beoordeling, omdat burgers en afnemers pas later merken dat zij betalen.

15.14 Tussenconclusie

De vergelijking tussen kernenergie, elektrolyse, Noordzee-wind, ammoniakimport, opslag en flexibele centrales kan niet betrouwbaar worden gemaakt zonder heldere kostenallocatie. Marginale marktprijzen laten niet zien waar de vaste kosten terechtkomen. Een elektrolyser kan goedkoop lijken doordat hij alleen goedkope uren benut. Kernenergie kan goedkoop lijken doordat publieke garanties haar kapitaalkosten verlagen. Ammoniakkrakers kunnen duur lijken doordat hun beschikbaarheidsfunctie niet wordt gewaardeerd. Opslag kan onrendabel lijken wanneer systeemdiensten niet worden meegenomen.

De centrale conclusie luidt:

Een systeemroute is pas economisch overtuigend wanneer zij haar eigen kosten draagt, haar systeemdiensten eerlijk waardeert en haar risico's niet verborgen afwentelt op andere stroomafnemers, kleinverbruikers of belastingbetalers.

De slotzin van dit hoofdstuk kan zijn:

Waterstof uit kernenergie, wind op zee of ammoniakimport mag pas als concurrerend worden beschouwd wanneer alle ketenkosten, systeemkosten en risico's zichtbaar zijn toegerekend aan de partijen die de baten ontvangen.

Hoofdstuk 16 — Toepassing op de Rotterdamse haven en de Maasvlakte

16.1 Doel van dit hoofdstuk

De Rotterdamse haven en de Maasvlakte vormen een logische locatie voor de vragen uit deze studie. Hier komen vrijwel alle relevante ketens samen: wind op zee, aanlanding van elektriciteit, grootschalige elektrolyse, waterstofleidingen, ammoniakimport, industriële afname, mogelijke opslag, flexibele centrales, netcapaciteit en de discussie over kernenergie of SMR's.

Juist daarom is de haven geen gewone projectlocatie. Zij is een systeemknooppunt. Besluiten over elektrolysers, ammoniakterminals, waterstofleidingen, wind op zee, kernenergie of flexibele centrales kunnen hier niet los van elkaar worden beoordeeld. Iedere schakel beïnvloedt de volgende. Een elektrolyser verandert de stroomvraag. Ammoniakimport verandert de waterstofmarkt. Een ammoniak-STEG verandert de behoefte aan kernenergie. Delta21 of andere opslag kan de restvraag dempen. Een kerncentrale verandert de discussie over elektrolyse en netten.

De centrale vraag voor dit hoofdstuk luidt daarom:

Wordt de Rotterdamse haven ingericht als flexibel knooppunt van elektriciteit, waterstof, ammoniak, opslag en regelbaar vermogen, of ontstaat stap voor stap een vaste keten waarin elektrolysers later de afnamebasis vormen voor kernenergie op de Maasvlakte?

16.2 De haven als systeemknooppunt

De haven ontwikkelt zich van een klassiek fossiel-industrieel cluster naar een knooppunt van energie, moleculen, infrastructuur en industriële transitie. Dat maakt de haven strategisch belangrijk, maar ook bestuurlijk complex. Elektriciteit, warmte, waterstof, ammoniak, CO_2, opslag, leidingen, importstromen en industriële processen raken steeds sterker verweven.

In zo'n systeem is het niet voldoende om per project te vragen of een inrichting vergund kan worden. De bredere vraag is of de optelsom van projecten leidt tot een robuust, betaalbaar en corrigeerbaar energiesysteem. Een elektrolyser kan lokaal verdedigbaar zijn. Een ammoniakterminal kan lokaal verdedigbaar zijn. Een waterstofleiding kan lokaal verdedigbaar zijn. Maar samen kunnen zij een systeemrichting bepalen die later moeilijk nog te veranderen is.

Daarmee wordt de haven een praktijkvoorbeeld van de centrale gedachte uit deze studie: kernenergie, elektrolyse en ammoniakimport moeten niet als losse technieken worden beoordeeld, maar als onderdelen van gekoppelde markten en ketens. Dat sluit aan bij het beoordelingskader waarin systeemniveau, restvraag, chronologie, onzekerheden, alternatieven, markt en financiering expliciet als vragen zijn benoemd.

16.3 Elektrolysers op de Maasvlakte

Grootschalige elektrolysers op de Maasvlakte kunnen een nuttige functie hebben wanneer zij worden gekoppeld aan wind op zee en flexibel worden ingezet. In die situatie draaien zij vooral wanneer veel duurzame stroom beschikbaar is en de elektriciteitsprijs laag is. Bij hogere stroomprijzen kunnen zij afregelen, zodat de windstroom direct naar het elektriciteitssysteem gaat. Waterstof kan dan worden geleverd uit opslag, ammoniakkrakers of andere moleculenroutes.

Dat is een verdedigbare systeemlogica. De elektrolyser wordt dan geen vaste bestemming van windstroom, maar een flexibele afnemer. Hij helpt overschotten te benutten en kan bijdragen aan industriële verduurzaming.

De vraag verandert echter wanneer de optelsom van elektrolysers groot wordt. Wanneer bijvoorbeeld 1.500 MWe of meer aan elektrolysecapaciteit in de haven ontstaat, kan die capaciteit later worden gebruikt als argument voor een grote constante CO_2-arme stroombron. Dan komt kernenergie of een SMR op de Maasvlakte in beeld. De vraag is dan niet meer alleen of elektrolyse nuttig is, maar of elektrolyse ongemerkt een afnamebasis wordt voor kernenergie.

De vraag voor de Havendialoog is daarom:

Wordt grootschalige elektrolyse in de haven gezien als flexibele benutting van wind op zee, of als toekomstige afnamebasis voor kernenergie op de Maasvlakte?

16.4 Wind op zee: elektriciteit eerst, elektrolyse als optie

Wind op zee levert in eerste instantie elektriciteit. Die elektriciteit kan meerdere bestemmingen hebben: directe levering aan huishoudens en bedrijven, industriële elektrificatie, elektrische boilers, warmtepompen, laadinfra, datacenters, opslag, export of elektrolyse. Elektrolyse is dus niet de vanzelfsprekende bestemming van windstroom, maar één van de mogelijke toepassingen.

Voor de haven betekent dit dat iedere elektrolysekeuze moet worden getoetst aan de alternatieve waarde van dezelfde elektriciteit. Bij lage prijzen kan omzetting naar waterstof verstandig zijn. Bij hoge prijzen kan directe levering aan het elektriciteitssysteem meer waarde hebben. De elektrolyser moet dan afregelen en de waterstofvoorziening moet uit andere bronnen komen.

Daarmee ontstaat een andere vraag dan vaak in beleidsstukken wordt gesteld. Niet:

Hoeveel elektrolysers kunnen we koppelen aan wind op zee?

Maar:

Wanneer is elektrolyse de beste bestemming van windstroom, en wanneer is directe elektrificatie of opslag beter?

Deze vraag is vooral belangrijk in de transitie zone tussen overschot en tekort. Daar kan gedurende perioden van enkele uren tot weken de systeemwaarde van elektriciteit sterk wisselen. Zonder chronologische analyse is niet vast te stellen of elektrolyse, opslag, directe levering, export of regelbaar vermogen op dat moment de beste keuze is.

16.5 Ammoniakimport als volwaardige systeemoptie

De Rotterdamse haven is bij uitstek geschikt als importknooppunt voor ammoniak en andere waterstofdragers. Ammoniak kan hier drie functies vervullen. Zij kan worden gekraakt naar waterstof. Zij kan direct als grondstof of energiedrager worden gebruikt. En zij kan mogelijk worden ingezet als brandstof voor flexibele STEG's of andere regelbare elektriciteitsproductie.

Daarmee is ammoniakimport niet alleen een concurrent van elektrolyse, maar ook een systeemoptie voor leveringszekerheid. Als elektrolysers bij hoge stroomprijzen afregelen, kunnen ammoniakkrakers de waterstofvraag aanvullen. Als het elektriciteitssysteem tekort heeft, kan ammoniak in aangepaste flexibele STEG's mogelijk regelbaar vermogen leveren. Daarmee ondersteunt ammoniak zowel de waterstofmarkt als de elektriciteitsmarkt.

Voor de haven is dit cruciaal. Wanneer ammoniakimport serieus wordt meegenomen, verandert de noodzaak van kernenergie. De vraag wordt dan niet alleen of kernenergie stroom kan leveren aan elektrolysers, maar of een combinatie van wind op zee, flexibele elektrolyse, ammoniakimport, ammoniakkrakers, opslag en flexibele STEG's niet robuuster en corrigeerbaarder is.

16.6 Kernenergie of SMR op de Maasvlakte

Een kerncentrale of SMR op de Maasvlakte wordt vaak technisch aantrekkelijk voorgesteld: groot industrieel cluster, mogelijke afname van elektriciteit, waterstofproductie, koelwater, infrastructuur en ruimte. Maar de centrale vraag is niet of plaatsing technisch denkbaar is. De vraag is of kernenergie daar systeemmatig nodig en economisch robuust is.

Voor kernenergie op de Maasvlakte gelden dezelfde onzekerheden als elders: bouwtijd, investering, rente, uitloop, vergunningen, publieke garanties, marktwaarde, restvraag, koelwater, veiligheid, netinpassing en langjarige beleidsrisico's. Daar komt bij dat de centrale aan de rand van het elektriciteitssysteem staat. Als de stroom niet lokaal wordt gebruikt, is transport naar het achterland nodig. Als de stroom lokaal naar elektrolysers gaat, moet worden aangetoond dat deze elektrolysers langjarig willen afnemen tegen een prijs die de centrale draagt.

Daarmee ontstaat een harde toets:

Een kerncentrale op de Maasvlakte is pas onderbouwd wanneer duidelijk is welke afnemers zich langjarig verbinden, welke prijs zij betalen, welke alternatieven zijn onderzocht en wie de systeemkosten draagt.

Zonder die toets kan elektrolyse een beleidsmatige brug worden naar kernenergie, zonder dat de keten werkelijk economisch is bewezen.

16.7 De vraag voor de Havendialoog

De Havendialoog is waarschijnlijk de juiste plek om deze systeemvraag te stellen. Niet als juridisch bezwaar tegen een specifieke vergunning, maar als bestuurlijke en strategische vraag:

Wordt 1.500 MWe aan elektrolysers in de Rotterdamse haven straks de feitelijke afnamegarantie voor een kerncentrale op de Maasvlakte?

Die vraag is scherp, maar legitiem. Zij beschuldigt niemand. Zij vraagt alleen om explicitering van de systeemlogica.

De vervolgvraag is:

Als dat niet zo is, hoe wordt dan geborgd dat elektrolysers flexibel blijven draaien op wind op zee en niet later worden gebruikt als argument voor kernenergie?

En als het wél zo is:

Is dan vooraf aangetoond dat de keten kernenergie–elektrolyse–waterstof goedkoper, robuuster en eerlijker is dan een systeem met Noordzee-elektrolyse, ammoniakimport, ammoniakkrakers, flexibele STEG's, opslag, Delta21, vraagsturing en interconnectie?

Dit zijn precies de vragen die in een havenstrategie thuishoren.

16.8 De vergunning route is te smal

Voor afzonderlijke elektrolyseprojecten is de vergunning route meestal te smal om deze volledige systeemvraag te behandelen. Een vergunning beoordeelt een inrichting: emissies, veiligheid, geluid, water, ruimtelijke inpassing, externe veiligheid en milieu. Dat is belangrijk, maar het zegt niet automatisch iets over de totale systeemroute.

Daarom is het verstandig om deze studie niet primair als beroepschrift of zienswijze te positioneren. De studie hoort thuis in de beleidsmatige en strategische discussie: Havendialoog, havenstrategie, provinciaal energiebeleid, nationale waterstofstrategie, netplanning, industriële transitie en mogelijke kernenergie op de Maasvlakte.

Dat betekent niet dat vergunningen irrelevant zijn. Grote vergunningen kunnen wel signaleren dat een systeemkeuze stap voor stap vorm krijgt. Maar de echte vraag moet breder worden gesteld:

Welke systeemroute ontstaat door de optelsom van projecten?

16.9 Netten en ruimtelijke keuzes

De Maasvlakte is een locatie aan de rand van het Nederlandse elektriciteitssysteem. Dat geldt voor wind op zee, maar ook voor mogelijke kernenergie. Wanneer grote hoeveelheden elektriciteit daar worden ingevoerd of geproduceerd, moet duidelijk zijn waar die stroom wordt gebruikt. Lokale industrie en elektrolysers kunnen een deel opnemen. De rest moet via het hoogspanningsnet naar het achterland.

Daarmee lost kernenergie het netvraagstuk niet vanzelf op. Ook een kerncentrale op de Maasvlakte vraagt transportcapaciteit, tenzij de stroom lokaal wordt gecontracteerd. En als de stroom lokaal wordt gebruikt door elektrolysers, komt opnieuw de vraag op of die elektrolysers een harde afnamebasis vormen of flexibel blijven.

Voor de havenstrategie betekent dit:

Netplanning, elektrolyse, kernenergie, ammoniakimport en industriële afname moeten gezamenlijk worden beoordeeld.

Een keuze voor elektrolysers kan netverzwaring verminderen wanneer zij flexibel bij aanlandpunten draaien. Maar zij kan ook extra systeemkosten veroorzaken wanneer zij hoge beschikbaarheid of vaste stroomlevering vraagt. Alleen een gekoppeld model kan dat onderscheid maken.

16.10 Veiligheid en systeemveiligheid

De Rotterdamse haven kent al een hoge concentratie van industrie, gevaarlijke stoffen, logistiek en infrastructuur. Nieuwe ketens voor waterstof, ammoniak, elektrolyse, opslag, kraken, flexibele centrales en mogelijk kernenergie voegen daar nieuwe systeemrisico's aan toe.

Veiligheid mag daarom niet alleen per inrichting worden beoordeeld. Een ammoniakterminal, waterstofleiding, elektrolyser, kraker, STEG of kerncentrale kan afzonderlijk binnen normen passen, terwijl de optelsom nieuwe ketenrisico's, domino-effecten, congestie in noodplanning of bestuurlijke complexiteit veroorzaakt.

Voor deze studie is de veiligheidsvraag niet bedoeld als afzonderlijk vergunningsoordeel, maar als systeemvoorwaarde:

Kan de haven de gecombineerde keten van elektriciteit, waterstof, ammoniak, opslag, flexibele centrales en eventueel kernenergie veilig en bestuurlijk beheersbaar dragen?

Dit sluit aan bij de bredere gedachte dat systeemveiligheid verder moet gaan dan afzonderlijke installaties.

16.11 Kostenallocatie in de haven

De havenstrategie moet helder maken wie de kosten draagt. Dat geldt voor netten, aansluitingen, waterstofleidingen, ammoniakterminals, krakers, opslag, back-up vermogen, veiligheid en publieke garanties.

Als elektrolysers profiteren van infrastructuur die collectief wordt betaald, moet dat zichtbaar zijn. Als ammoniakkrakers leveringszekerheid bieden aan de waterstofmarkt, moet hun beschikbaarheid worden vergoed. Als kernenergie publieke garanties vraagt, moeten die expliciet worden gemaakt. Als netkosten via algemene tarieven worden verspreid, moet duidelijk zijn waarom kleinverbruikers daaraan bijdragen.

De centrale norm is:

De Rotterdamse waterstof- en energieroute mag niet goedkoop lijken doordat kosten buiten de havenketen worden gelegd.

Vooral bij industriële waterstof is dit belangrijk. Wanneer de baten vooral bij industrie en havenpartijen liggen, maar een deel van de kosten bij algemene stroomafnemers terechtkomt, ontstaat een legitimiteitsprobleem.

16.12 De haven als flexibele hub of als lock-in

Er zijn twee mogelijke ontwikkelpaden.

Het eerste pad is de haven als flexibele hub. In dat pad combineert de haven wind op zee, flexibele elektrolyse, ammoniakimport, waterstofopslag, krakers, flexibele STEG's, Delta21, vraagsturing en interconnectie. De haven kan dan meebewegen met marktontwikkelingen. Als elektrolyse goedkoper wordt, groeit die route. Als ammoniakimport goedkoper blijkt, krijgt die meer gewicht. Als opslag belangrijker wordt, kan die worden uitgebreid. Dit pad is corrigeerbaarder.

Het tweede pad is de haven als lock-in rond een vaste keten. In dat pad ontstaat eerst veel elektrolyse, daarna wordt de stroomvraag van die elektrolyse gebruikt om kernenergie te rechtvaardigen, en vervolgens hebben kerncentrales elektrolysers nodig als afnemers. Dan ontstaat een gesloten bewijsloop. De keten legitimeert zichzelf: elektrolyse maakt kernenergie nodig, kernenergie maakt elektrolyse mogelijk, en de infrastructuur bevestigt achteraf de gekozen richting.

De strategische vraag voor Rotterdam is:

Wil de haven een flexibel energie- en moleculenknooppunt zijn, of een locatie waar een vaste nucleair-elektrolytische keten ontstaat?

16.13 Benodigde analyse voor de Rotterdamse haven

Voor de Rotterdamse haven is een afzonderlijke systeemstudie nodig. Die studie moet minimaal bevatten:

uurlijkse wind op zee profielen;
huidige en toekomstige industriële elektriciteitsvraag;
elektrolyser inzetprofielen;
waterstofvraag en flexibiliteit van afnemers;
ammoniakimport, opslag en kraker capaciteit;
flexibele STEG's en ammoniak-STEG's;
batterijen en Delta21;
hoogspanningsnet en aanlandcapaciteit;
waterstofnet en HNS;
veiligheidszones en domino-effecten;
kostenallocatie;
publieke garanties;
gevoeligheden voor bouwtijd, rente, vraag en importprijzen.

Zonder deze analyse is niet verantwoord vast te stellen dat kernenergie op de Maasvlakte nodig is voor elektrolyse, of dat elektrolyse de beste benutting is van wind op zee.

16.14 Kernvragen voor bestuur en havenpartijen

Voor de Havendialoog, Havenbedrijf Rotterdam, Deltalinqs, provincie, Rijk en netbeheerders zijn de volgende vragen relevant:

Worden elektrolysers in de haven beschouwd als flexibele afnemers van wind op zee, of als structurele afnamebasis voor kernenergie?

Welke rol krijgt ammoniakimport: alleen grondstof, ook waterstofdrager, of ook brandstof voor regelbaar vermogen?

Wordt onderzocht of ammoniakkrakers de waterstofzekerheid goedkoper kunnen leveren dan kernenergie-elektrolyse?

Wordt een ammoniak-STEG meegenomen als alternatief voor kernenergie in tekorturen?

Welke kosten worden aan de havenketen toegerekend en welke aan algemene stroomafnemers?

Hoe worden kleinverbruikers beschermd tegen hoge systeemkosten?

Is er een chronologisch model waarin stroom, waterstof, ammoniak, flexibiliteit en leveringszekerheid gekoppeld worden doorgerekend?

Is de gekozen route corrigeerbaar wanneer vraag, prijzen, technologie of beleid anders uitpakken?

16.15 Tussenconclusie

De Rotterdamse haven en de Maasvlakte zijn de plek waar de abstracte systeemvraag concreet wordt. Hier kunnen elektrolysers, wind op zee, ammoniakimport, waterstofleidingen, flexibele STEG’s, opslag en mogelijke kernenergie elkaar versterken, maar ook wederzijds vastzetten.

De belangrijkste conclusie is dat grootschalige elektrolyse in de haven niet ongemerkt mag veranderen in een rechtvaardiging voor kernenergie op de Maasvlakte. Als dat de bedoeling is, moet het expliciet worden gemaakt en integraal worden getoetst. Als dat niet de bedoeling is, moet worden geborgd dat elektrolysers flexibel blijven en dat ammoniakimport, opslag, krakers en flexibele centrales volwaardig worden meegenomen.

De slotzin van dit hoofdstuk kan zijn:

De strategische keuze voor de Rotterdamse haven is niet alleen hoeveel waterstof zij wil produceren, maar of zij kiest voor een flexibele combinatie van elektriciteit, moleculen en opslag, of voor een vaste keten waarin elektrolysers en kernenergie elkaar wederzijds gaan rechtvaardigen.

Hoofdstuk 17 — Gesloten bewijsloop en lock-in

17.1 Doel van dit hoofdstuk

Dit hoofdstuk brengt de voorgaande analyses samen in één centrale waarschuwing: de combinatie van kernenergie, elektrolysers, waterstof, ammoniakimport, opslag en netverzwaring mag niet uitgroeien tot een **gesloten bewijsloop**. Daarmee wordt bedoeld dat de ene beleidskeuze wordt gebruikt om de volgende te rechtvaardigen, terwijl de onderliggende systeemvraag niet opnieuw en onafhankelijk wordt getoetst.

De kern van het risico is eenvoudig:

elektrolyse verhoogt de elektriciteitsvraag;
die hogere elektriciteitsvraag wordt gebruikt als argument voor kernenergie;
kernenergie heeft elektrolysers nodig als stabiele afnemer;
de gebouwde infrastructuur bevestigt achteraf dat de vraag “er nu eenmaal is”.

Dan bewijst de keten zichzelf, maar niet haar juistheid.

17.2 Wat is een gesloten bewijsloop?

Een gesloten bewijsloop ontstaat wanneer een beleidskeuze wordt onderbouwd met aannames die zelf afhankelijk zijn van diezelfde beleidskeuze. De redenering lijkt technisch en rationeel, maar is in wezen circulair. Een toekomstige vraag wordt verondersteld. Op basis daarvan wordt productiecapaciteit gebouwd. Die productiecapaciteit heeft vervolgens afname nodig. Daarna wordt de afname gebruikt om te bewijzen dat de productiecapaciteit noodzakelijk was.

In deze studie gaat het om de mogelijke lus tussen kernenergie en elektrolyse. Binnenlandse elektrolyse wordt gestimuleerd als route naar groene waterstof. Daardoor stijgt de elektriciteitsvraag. Die hogere vraag kan vervolgens worden gebruikt om kernenergie te rechtvaardigen. Daarna worden elektrolysers weer nodig om de kerncentrale voldoende draaiuren en stabiele opbrengsten te geven.

De essentie is:

De vraag rechtvaardigt de productie, de productie rechtvaardigt de infrastructuur, en de infrastructuur bevestigt achteraf de vraag.

17.3 Waarom deze bewijsloop hier kan ontstaan

Deze bewijsloop kan juist in deze keten ontstaan omdat beide hoofdschakels kapitaalintensief zijn. Een kerncentrale vraagt hoge investeringen, lange bouwtijd en stabiele inkomsten. Een elektrolyser vraagt eveneens investering, aansluiting, waterstofafvoer, voldoende draaiuren en een afzetmarkt. Beide technieken hebben belang bij elkaar, maar dat betekent niet automatisch dat hun combinatie maatschappelijk het beste systeem oplevert.

De elektrolyser kan voor kernenergie aantrekkelijk zijn omdat hij afname creëert. De kerncentrale kan voor elektrolyse aantrekkelijk lijken omdat zij continue CO_2-arme stroom

kan leveren. Maar als de geproduceerde waterstof niet kan concurreren met Noordzee-elektrolyse of ammoniakimport, wordt de combinatie kwetsbaar. Dan bestaat het risico dat niet de beste route wint, maar de route die door eerdere beleidskeuzes al is vastgelegd.

Daarmee ontstaat lock-in: het systeem wordt zo ingericht dat terugkeren moeilijk wordt, ook wanneer later blijkt dat andere routes goedkoper, sneller of robuuster zijn.

17.4 Lock-in door investeringen

Lock-in ontstaat vooral door onomkeerbare of moeilijk omkeerbare investeringen. Een kerncentrale, elektrolysecluster, waterstofleiding, ammoniakterminal, opslagproject of hoogspanningsverbinding wordt gebouwd voor tientallen jaren. Zodra deze investeringen zijn gedaan, ontstaat druk om ze te gebruiken. Niet omdat zij altijd de beste optie zijn, maar omdat de kosten al zijn gemaakt.

Dit is het bekende probleem van sunk costs. Een investering die eenmaal is gedaan, creëert belangen, contracten, verwachtingen, werkgelegenheid, infrastructuur en politieke reputatie. Daardoor wordt het moeilijk om later nog te zeggen dat de gekozen route misschien niet de beste was.

Voor kernenergie is dit extra zwaar, omdat de levensduur zeer lang is en de vaste kosten groot zijn. Voor elektrolysers geldt hetzelfde in lichtere vorm: ook zij vragen infrastructuur, contracten en afzet. Wanneer beide aan elkaar worden gekoppeld, kan de lock-in sterker worden.

17.5 Lock-in door marktordening

Lock-in kan ook ontstaan door marktordening. Wanneer de overheid eerst investeringen uitlokt en daarna de markt laat concurreren op marginale kosten, kan een systeem ontstaan dat operationeel efficiënt lijkt, maar op lange termijn hoge vaste kosten heeft.

Wind en zon drukken de marktprijs in overschoturen. Elektrolysers benutten goedkope uren. Kernenergie probeert door te draaien vanwege lage variabele kosten. Batterijen en Delta21 reageren op prijsverschillen. Flexibele STEG’s en ammoniak-STEG’s leveren in tekorturen. De korte termijn dispatch kan dan logisch lijken.

Maar de vaste kosten van kernenergie, elektrolysers, opslag, netten, krakers, waterstofleidingen en garanties blijven bestaan. Als die kosten niet volledig in de markt worden terugverdiend, komen ze terecht bij publieke garanties, capaciteitsbetalingen, nettarieven, subsidies of kleinverbruikers.

Dan ontstaat een systeem met:

lage marginale prijzen;
hoge vaste kosten;
onduidelijke risicoverdeling;
en groeiende behoefte aan publieke dekking.

Dat is een vorm van institutionele lock-in.

17.6 Lock-in door beleidsmatig gemaakte vraag

Een belangrijk punt in deze studie is dat een deel van de toekomstige elektriciteitsvraag niet autonoom is. Zij wordt mede gemaakt door beleidskeuzes: elektrificatie, elektrolyse, synthetische brandstoffen, datacenters, industriële conversie en subsidieprogramma's. Dat hoeft niet verkeerd te zijn. Beleid mag richting geven. Maar dan moet ook zichtbaar blijven dat die vraag mede door beleid is gevormd.

Het probleem ontstaat wanneer beleidsmatig gemaakte vraag later wordt behandeld als autonome noodzakelijkheid. Dan wordt gezegd: de elektriciteitsvraag stijgt, dus er is kernenergie nodig. Maar als een deel van die stijging juist komt door de keuze voor binnenlandse elektrolyse, moet eerst worden onderzocht of die elektrolyse zelf de beste route is.

De vraag is daarom:

Is de vraag waarop kernenergie wordt gebaseerd werkelijk autonoom, of is zij mede ontstaan door eerder beleid?

Deze vraag sluit aan bij de eerder opgestelde beoordelingsmatrix, waarin expliciet is opgenomen dat niet de bruto vraag, maar de restvraag na duurzaam en flexibiliteit beslissend is. Ook wordt daarin benadrukt dat een belangrijk deel van de toekomstige vraag beleidsmatig wordt gemaakt.

17.7 Lock-in door uitsluiting van alternatieven

Een gesloten bewijsloop wordt sterker wanneer alternatieven onvoldoende worden meegenomen. Als kernenergie alleen wordt vergeleken met wind en zon als losse bronnen, blijft buiten beeld dat er systeemalternatieven zijn: Noordzee-elektrolyse, ammoniakimport, ammoniakkrakers, ammoniak-STEG's, flexibele STEG's, batterijen, Delta21, vraagsturing, interconnectie en directe elektrificatie.

Daarom is het niet voldoende om te vragen:

Kan kernenergie waterstof maken?

De juiste vraag is:

Is de keten kernenergie–elektrolyse–waterstof beter dan een flexibel systeem met wind op zee, ammoniakimport, opslag, flexibele STEG's en vraagsturing?

Wanneer die vergelijking niet wordt gemaakt, kan kernenergie te snel als noodzakelijke schakel verschijnen. Niet omdat zij bewezen beter is, maar omdat alternatieven buiten het bewijsveld zijn gehouden.

17.8 Lock-in door contracten

Contracten kunnen lock-in versterken. Een kerncentrale vraagt langjarige zekerheid. Een elektrolyser vraagt flexibiliteit. Als beide toch via langjarige contracten worden gekoppeld, ontstaat een harde keten. Die keten kan financierbaar worden, maar minder corrigeerbaar.

Een elektrolyser die twintig tot veertig jaar aan kernstroom vastzit, verliest de mogelijkheid om te profiteren van goedkopere windstroom, ammoniakimport of nieuwe waterstofroutes. Een kerncentrale zonder zo'n contract is juist moeilijk financierbaar. Daardoor ontstaat een contractuele paradox:

zonder lang contract is de kerncentrale niet bankable;
met lang contract verliest de elektrolyser marktflexibiliteit.

Als de overheid deze spanning oplost met publieke garanties, verschuift de lock-in naar de samenleving. Dan wordt niet de elektrolyser vastgezet, maar de belastingbetaler, netgebruiker of kleinverbruiker.

17.9 Lock-in door publieke garanties

Publieke garanties kunnen nodig zijn om grote investeringen mogelijk te maken. Maar zij kunnen ook lock-in veroorzaken. Zodra de overheid een route garandeert, neemt zij risico over. Daardoor wordt het moeilijker om later nog te stoppen of van koers te veranderen.

Bij kernenergie kan dit gaan om bouwrisico, rente, prijsbodems, contracten voor verschil, capaciteitsvergoedingen of compensatie bij beleidswijziging. Bij elektrolysers kan het gaan om investeringssteun, waterstofsubsidies, certificaten of infrastructuur. Bij opslag kan het gaan om systeemdiensten of capaciteitsvergoedingen. Bij ammoniakroutes kan het gaan om terminals, veiligheidsvoorzieningen en beschikbaarheid van krakers.

De norm moet zijn:

Publieke garanties mogen alleen worden gegeven nadat alternatieven volledig zijn onderzocht en de risico's expliciet zijn begrensd.

Anders wordt publieke dekking een manier om een onvoldoende bewezen keten toch door te zetten.

17.10 Lock-in door vergunningen en losse projecten

Ook losse vergunningen kunnen samen een lock-in vormen. Een vergunning voor een elektrolyser lijkt op zichzelf beperkt. Een vergunning voor een waterstofleiding lijkt eveneens beperkt. Een ammoniakterminal, opslagproject of netaansluiting kan afzonderlijk verdedigbaar zijn. Maar samen kunnen deze projecten een systeemrichting bepalen.

Daarom is het onvoldoende om alleen per inrichting te kijken. De vraag is:

Welke route ontstaat door de optelsom van vergunde projecten?

In de Rotterdamse haven is dit bijzonder relevant. Als elektrolysers, HNS-leidingen, ammoniakimport, windaanlanding en mogelijke kernenergie los van elkaar worden beoordeeld, kan stap voor stap een systeem ontstaan dat nooit als geheel is gekozen.

Dat is precies de reden waarom deze studie een systeemstudie is en geen vergunning analyse.

17.11 De gesloten bewijsloop in de Rotterdamse haven

Voor de Rotterdamse haven kan de gesloten bewijsloop als volgt ontstaan.

Eerst worden elektrolysers gebouwd op basis van wind op zee en groene waterstofambities. Vervolgens groeit de elektriciteitsvraag in de haven. Daarna wordt gesteld dat een grote constante CO_2-arme stroombron nodig is om de haven, industrie en waterstofproductie te voeden. Kernenergie of SMR's op de Maasvlakte komen dan in beeld. Vervolgens hebben deze kerncentrales elektrolysers nodig als afnemers om voldoende draaiuren te maken. De aanwezigheid van elektrolysers bevestigt dan achteraf de noodzaak van kernenergie.

De cruciale vraag voor de Havendialoog blijft daarom:

Wordt grootschalige elektrolyse in de haven later de feitelijke afnamegarantie voor kernenergie op de Maasvlakte?

Als het antwoord nee is, moet worden geborgd dat elektrolysers flexibel blijven en dat alternatieven zoals ammoniakimport, opslag, flexibele STEG's en Delta21 volwaardig worden meegenomen. Als het antwoord ja is, moet vooraf worden aangetoond dat de volledige keten beter is dan de alternatieven.

17.12 Hoe een gesloten bewijsloop kan worden doorbroken

Een gesloten bewijsloop kan alleen worden doorbroken door onafhankelijke toetsen in te bouwen.

De eerste toets is de restvraagtoets:

Welke elektriciteitsvraag blijft werkelijk over na wind, zon, opslag, vraagsturing, interconnectie, elektrolyse en flexibele centrales?

De tweede toets is de alternatieventoets:

Is kernenergie-elektrolyse beter dan Noordzee-elektrolyse, ammoniakimport, ammoniakkrakers, ammoniak-STEG's, flexibele STEG's, batterijen, Delta21 en vraagsturing?

De derde toets is de contracttoets:

Welke partij tekent langjarig voor prijs, volume en risico?

De vierde toets is de kostenallocatietoets:

Worden alle kosten toegerekend aan de keten die ervan profiteert?

De vijfde toets is de corrigeerbaarheidstoets:

Kan het systeem worden bijgestuurd wanneer vraag, technologie, kosten of beleid anders uitpakken?

Zonder deze toetsen blijft de keten kwetsbaar voor circulaire redenering.

17.13 Corrigeerbaarheid als norm

Corrigeerbaarheid is een kernnorm in deze studie. In een transitie mag niet alles vooraf worden dichtgetimmerd, juist omdat vraag, techniek, kosten en beleid onzeker zijn. Een goede systeemroute moet ruimte laten voor bijsturing.

Dat betekent niet dat er geen grote investeringen mogen worden gedaan. Het betekent wel dat grote investeringen gefaseerd, toetsbaar en herroepbaar moeten zijn waar dat mogelijk is. Eerst moet duidelijk zijn of de vraag werkelijk ontstaat. Daarna of de restvraag groot genoeg is. Daarna of alternatieven tekortschieten. Pas daarna is een onomkeerbare keuze voor kernenergie of een vaste nucleair-elektrolytische keten verdedigbaar.

Dit sluit aan bij de beoordelingsmatrix, waarin corrigeerbaarheid en timing als afzonderlijke criteria zijn opgenomen. Daarin wordt benadrukt dat de schade van enkele jaren later beslissen mogelijk kleiner is dan de schade van een verkeerde keuze die het systeem voor tientallen jaren vastlegt.

17.14 Regulatory risk en vertrouwen

Een gesloten bewijsloop vergroot regulatory risk. Wanneer de overheid eerst investeringen uitlokt en later het kader verandert, verliezen investeerders vertrouwen. Wanneer de overheid kosten vervolgens socialiseert, verliezen burgers vertrouwen. Beide vormen van vertrouwen zijn nodig voor een stabiel energiesysteem.

Daarom moet de overheid niet alleen techniekkeuzes maken, maar ook eerlijk zijn over onzekerheden. Als kernenergie publieke garanties nodig heeft, moet dat expliciet worden gezegd. Als elektrolysers afhankelijk zijn van subsidie, moet dat zichtbaar zijn. Als ammoniakkrakers nodig zijn voor leveringszekerheid, moet hun beschikbaarheid worden gewaardeerd. Als kleinverbruikers meebetalen, moet dat publiek worden verantwoord.

De essentie is:

Onzekerheid verzwijgen vergroot regulatory risk; onzekerheid zichtbaar maken vergroot bestuurlijke betrouwbaarheid.

17.15 Tussenconclusie

De gesloten bewijsloop is het centrale risico in de combinatie van kernenergie en elektrolyse. Niet omdat kernenergie technisch onmogelijk is. Niet omdat elektrolysers onwenselijk zijn. En ook niet omdat ammoniakimport zonder risico’s is. Het risico zit in de manier waarop beleidskeuzes elkaar kunnen gaan bevestigen zonder dat de keten als geheel opnieuw wordt getoetst.

De studie moet daarom steeds terugkeren naar één eenvoudige vraag:

Wordt hier een route bewezen, of wordt een eerdere keuze bevestigd?

De slotconclusie van dit hoofdstuk luidt:

Een systeemroute is pas robuust wanneer zij niet afhankelijk is van haar eigen veronderstellingen, maar overeind blijft na toetsing aan restvraag, alternatieven, contractuele hardheid, kostenallocatie, regulatory risk en corrigeerbaarheid.

Hoofdstuk 18 — Conclusies

18.1 Hoofdconclusie

De hoofdconclusie van deze studie is dat de combinatie van kernenergie en elektrolyse technisch mogelijk is, maar daarmee nog niet maatschappelijk, economisch of systeemmatig bewezen. Kernenergie kan elektriciteit leveren. Elektrolysers kunnen waterstof maken. Maar de relevante vraag is of de volledige keten — kernenergie, elektriciteit, elektrolyse, waterstof, opslag, transport, afname, publieke garanties en risicoverdeling — beter presteert dan alternatieven.

Die alternatieven zijn breder dan vaak wordt aangenomen. Het gaat niet alleen om wind en zon als losse elektriciteitsbronnen. Het gaat om een flexibel systeem met wind op zee, flexibele elektrolyse, ammoniakimport, ammoniakkrakers, flexibele STEG's, batterijen, Delta21, vraagsturing, interconnectie, opslag en mogelijk ammoniak-STEG's. Pas tegen die volledige systeemcombinatie kan kernenergie eerlijk worden beoordeeld.

Daarom luidt de hoofdconclusie:

Kernenergie-elektrolyse is geen vanzelfsprekende waterstofroute. Zij kan pas als robuust worden beschouwd wanneer zij op volledige ketenkosten, systeemwaarde, contractuele hardheid en risicoverdeling beter presteert dan Noordzee-elektrolyse, ammoniakimport en flexibele systeemalternatieven.

18.2 Elektrolysers zijn niet het probleem

Een belangrijke conclusie is dat het probleem niet bij de elektrolysers zelf ligt. Elektrolysers kunnen een nuttige rol spelen in een elektriciteitssysteem met veel wind en zon. Zij kunnen goedkope duurzame overschotten benutten, waterstof produceren voor moeilijk te elektrificeren toepassingen en bijdragen aan flexibiliteit.

De elektrolyser wordt pas problematisch wanneer hij van functie verandert. Als hij flexibel draait op lage stroomprijzen, is hij een nuttige systeemschakel. Als hij echter wordt gebruikt als vaste of half vaste afnemer voor kernenergie, verandert hij in een afnamebuffer voor een kapitaalintensieve centrale.

De essentie is:

De elektrolyser is nuttig zolang hij flexibiliteit toevoegt; hij wordt problematisch wanneer hij als afnamegarantie voor kernenergie gaat dienen.

18.3 Kernenergie past alleen bij voldoende langdurige restvraag

Kernenergie kan zinvol zijn wanneer er een grote, langdurige en voorspelbare restvraag bestaat tegen voldoende marktwaarde. Dat betekent: niet de totale jaarlijkse elektriciteitsvraag is beslissend, maar de vraag die overblijft na wind, zon, opslag, interconnectie, vraagsturing, flexibele centrales, import en elektrolyse.

In een systeem met veel wind en zon ontstaan echter overschoturen, tekorturen en schakeluren. In overschoturen staat kernenergie onder druk door lage of negatieve prijzen. In tekorturen heeft kernenergie waarde. In de transitie zone is haar positie onzeker, omdat zij dan moet concurreren met flexibele STEG's, batterijen, Delta21, interconnectie, vraagsturing en ammoniak-STEG's.

Daarom geldt:

Kernenergie moet niet worden beoordeeld op technische beschikbaarheid, maar op economische inzetbaarheid in de resterende vraag.

Dit sluit aan bij de eerdere beoordelingsmatrix, waarin de restvraag na duurzaam, chronologie, bedrijfsvoering, onzekerheden en alternatieven als centrale criteria zijn benoemd.

18.4 De transitie zone is beslissend en niet eenvoudig oplosbaar

De transitie zone tussen overschot en tekort is analytisch de moeilijkste zone. Daar kunnen perioden voorkomen van enkele uren tot weken belasting, maar ook van enkele uren tot weken stilstand. Juist deze afwisseling maakt kernenergie kwetsbaar.

Kerncentrales kunnen beheerst regelen, maar zij zijn geen gewone start-stopmachines. Hun start- en stopkosten zijn hoog, de start- en stopduur is lang en de minimale bedrijfstijd en stilstandtijd zijn aanzienlijk. Daardoor kan het rationeel zijn dat een kerncentrale in deze zone buiten bedrijf blijft wanneer positieve prijsvensters te kort of te onzeker zijn.

Zonder uurlijkse chronologische simulatie met opslag, start-stopbeperkingen, minimum up en down times, waterstofvraag, ammoniakkrakers, batterijen, Delta21 en flexibele STEG's is geen eenduidig antwoord mogelijk.

De conclusie is:

In de transitie zone mogen inkomsten voor kernenergie niet vanzelf worden meegeteld. Zonder chronologische analyse is nul waardering methodisch veiliger.

18.5 Kernenergie en elektrolyse hebben een contractuele mismatch

De combinatie kernenergie-elektrolyse heeft een fundamentele contractuele spanning. Een kerncentrale vraagt langjarige zekerheid over volume en prijs. Een elektrolyser vraagt juist flexibiliteit, omdat de markt voor waterstof, ammoniakimport, ammoniakkrakers, certificaten en subsidies nog sterk in ontwikkeling is.

Een elektrolyser zal zich daarom niet gemakkelijk voor tientallen jaren vastleggen op stroom uit één kerncentrale tegen een prijs die de kerncentrale financierbaar maakt. Doet hij dat niet, dan vormt hij geen harde afnamebasis voor kernenergie. Doet hij dat wel, dan verliest hij de flexibiliteit die nodig is om te concurreren met Noordzee-elektrolyse en ammoniakimport.

De essentie is:

Geen lang contract, geen bankable kerncentrale; wel een lang contract, geen vrije elektrolyser.

18.6 Ammoniakimport is meer dan een waterstofroute

Ammoniakimport moet niet alleen worden beoordeeld als route naar waterstof via kraken. Ammoniak kan drie functies vervullen. Zij kan worden gekraakt naar waterstof. Zij kan direct als grondstof of energiedrager worden gebruikt. En zij kan mogelijk worden ingezet als brandstof voor flexibele STEG's.

Daarmee wordt ammoniak een bredere systeemoptie. Zij kan waterstofzekerheid leveren wanneer elektrolysers afregelen. Zij kan industriële moleculen leveren. En zij kan regelbaar vermogen ondersteunen in tekorturen.

De conclusie is:

Ammoniakimport concurreert niet alleen met elektrolyse, maar ook met kernenergie als onderdeel van de oplossing voor restvraag en leveringszekerheid.

18.7 Marginale kosten mogen niet worden verward met integrale kosten

Een belangrijk risico is dat de markt op korte termijn efficiënt lijkt, terwijl de lange termijn systeemkosten hoog zijn. Wind en zon hebben lage marginale kosten. Elektrolysers kunnen goedkoop produceren in goedkope uren. Kernenergie kan lage variabele kosten hebben. Batterijen en Delta21 reageren op prijsverschillen. Flexibele STEG's draaien in dure uren.

Maar de vaste kosten verdwijnen niet. Kerncentrales, elektrolysers, opslag, netten, waterstofleidingen, ammoniakterminals, krakers en flexibele capaciteit moeten worden gebouwd, gefinancierd en onderhouden.

Daarom geldt:

De markt op marginale kosten is geschikt voor dispatch, maar onvoldoende voor de keuze van kapitaalintensieve systeeminvesteringen.

Of korter:

Short term minimal costs kunnen samengaan met long term high costs.

18.8 Regulatory risk is een zelfstandige systeemfactor

Een volgend hoofdresultaat is dat regulatory risk niet als bijzaak mag worden behandeld. De overheid kan investeringen uitlokken via beleid, subsidies, vergunningen en politieke signalen. Daarna kan zij het speelveld veranderen en de markt laten concurreren op marginale prijzen. Dan worden partijen eerst verleid tot investeringen en later blootgesteld aan een ander kader.

Dit risico speelde eerder bij kolencentrales, wind, zon en opslag en kan opnieuw ontstaan bij kernenergie, elektrolysers en waterstofinfrastructuur. Voor investeerders betekent dit

onzekerheid. Voor burgers betekent het risico op afwenteling van kosten via garanties, nettarieven, belastingen of compensatie.

De conclusie is:

Een overheid die kapitaalintensieve investeringen stimuleert zonder stabiel, transparant en toetsbaar marktmodel vergroot zelf het regulatory risk.

18.9 Kleinverbruikers mogen geen stille sluitpost worden

De studie laat zien dat kosten gemakkelijk kunnen verschuiven naar algemene stroomafnemers en kleinverbruikers. Als marktpartijen geen langjarige contracten willen sluiten, ontstaat de verleiding om risico's publiek te maken. Dat kan via nettarieven, subsidies, garanties, prijssteun of capaciteitsbetalingen.

Maar huishoudens en kleine bedrijven hebben geen directe zeggenschap over contracten tussen kerncentrales, elektrolysers, industriële afnemers, ammoniakimporteurs en netbeheerders. Zij mogen daarom niet stilzwijgend de sluitpost worden van systeemkosten.

De essentie is:

Wat contractueel niet bij de elektrolyser of industriële afnemer kan worden belegd, mag niet stilzwijgend bij kleinverbruikers terechtkomen.

18.10 De Rotterdamse haven vraagt om een expliciete systeemkeuze

Voor de Rotterdamse haven en de Maasvlakte is de conclusie scherp. De haven kan zich ontwikkelen als flexibel knooppunt van elektriciteit, waterstof, ammoniak, opslag en regelbaar vermogen. Maar zij kan ook stap voor stap in een vaste keten terechtkomen waarin elektrolysers de afnamebasis vormen voor kernenergie.

Daarom moet in de Havendialoog expliciet worden gevraagd:

Wordt grootschalige elektrolyse in de Rotterdamse haven later de feitelijke afnamegarantie voor kernenergie op de Maasvlakte?

Als het antwoord nee is, moet worden geborgd dat elektrolysers flexibel blijven en dat ammoniakimport, opslag, flexibele STEG's, Delta21 en vraagsturing volwaardig worden meegenomen. Als het antwoord ja is, moet de volledige keten eerst worden bewezen op kosten, contracten, risico's en alternatieven.

18.11 Een gekoppeld chronologisch model is noodzakelijk

De analyse kan niet betrouwbaar worden afgerond met jaargemiddelden of eenvoudige jaarduurkrommen. Dispatch is van oudsher chronologisch. Maar met grote opslagvolumes, waterstof, ammoniak, elektrolysers, Delta21, batterijen, start-stopgedrag en gekoppelde markten wordt het probleem intertemporeel en multi-market.

Een verantwoord model moet de elektriciteitsmarkt, waterstofmarkt, ammoniakmarkt, flexibiliteitsmarkt en leveringszekerheid koppelen. Het moet uur voor uur bepalen wanneer elektrolysers draaien, wanneer krakers leveren, wanneer opslag laadt of ontlaadt, wanneer STEG's starten, wanneer kernenergie werkelijk waarde heeft en wanneer ammoniak-STEG's nodig zijn.

De conclusie is:

Zonder gekoppeld chronologisch marktmodel is geen verantwoord besluit mogelijk over de combinatie van kernenergie, elektrolyse en ammoniakimport.

18.12 Eindconclusie

De combinatie kernenergie-elektrolyse mag niet als vanzelfsprekende route naar groene waterstof worden gepresenteerd. Zij rust op onzekerheden over vraag, restvraag, bouwtijd, rente, investering, marktwaarde, contractuele hardheid, publieke garanties, kostenallocatie en concurrentie met alternatieven.

Noordzee-elektrolyse heeft een andere en vaak logischere bedrijfsfunctie: flexibel produceren wanneer duurzame stroom goedkoop is. Ammoniakimport heeft eveneens een eigen systeemfunctie: waterstof leveren wanneer elektrolysers niet draaien, direct moleculen leveren aan industrie en mogelijk regelbaar vermogen leveren via flexibele STEG's. Flexibele STEG's, batterijen, Delta21, vraagsturing en interconnectie kunnen de restvraag bovendien sterk beïnvloeden.

Daarom is de eindconclusie:

De vraag is niet of kernenergie waterstof kan maken. De vraag is of kernenergie-elektrolyse onder volledige ketenkosten, dynamische systeemwerking, contractuele hardheid en eerlijke risicoverdeling beter is dan een flexibel systeem met wind op zee, ammoniakimport, flexibele STEG's, batterijen, Delta21, vraagsturing en interconnectie. Zolang dat niet overtuigend is aangetoond, kan kernenergie-elektrolyse niet als noodzakelijke of bewezen route worden beschouwd.

Hoofdstuk 19 — Aanbevelingen

19.1 Hoofdadvies

De centrale aanbeveling van deze studie is dat Nederland niet moet volstaan met losse studies naar kernenergie, elektrolysers, wind op zee, ammoniakimport, opslag of flexibele centrales. De vraag is inmiddels systeem breed geworden. Het gaat om gekoppelde markten, gekoppelde infrastructuren en gekoppelde risico's. Daarom is een onafhankelijk, gedragen en transparant onderzoeksprogramma nodig waarin de elektriciteitsmarkt, waterstofmarkt, ammoniakmarkt, flexibiliteitsmarkt en leveringszekerheid gezamenlijk worden doorgerekend.

Een model bouwen is daarbij slechts de eerste stap. Minstens zo belangrijk zijn de invoergegevens, de rekenmethoden, de aannames, de scenario's en de interpretatie van de uitkomsten. Juist omdat modellen gevoelig zijn voor aannames, mag deze analyse niet worden overgelaten aan één adviesbureau of één beleidskolom. De uitkomsten moeten worden gedragen door specialisten uit alle relevante sectoren.

De hoofd aanbeveling luidt daarom:

Richt een onafhankelijk multidisciplinair programma in dat de gekoppelde markten voor elektriciteit, waterstof, ammoniak, flexibiliteit en leveringszekerheid chronologisch doorrekent, met gedragen invoer, open aannames en toetsbare rekenmethoden.

19.2 Niet één adviesbureau, maar een breed deskundigenprogramma

De studie raakt te veel domeinen om door één partij te worden beheerst. Een adviesbureau kan nuttig zijn voor rekenwerk, modelbouw of procesbegeleiding, maar mag niet alleen de systeemvraag definiëren, de aannames kiezen, de data selecteren en de conclusies trekken.

Daarvoor zijn de belangen te groot. De uitkomst kan immers bepalen of Nederland miljarden investeert in kernenergie, elektrolysers, netten, ammoniakimport, opslag, flexibele STEG's of waterstofinfrastructuur. Een smalle studie kan dan te veel gewicht krijgen, zeker wanneer zij gebaseerd is op aannames die niet breed zijn getoetst.

Daarom moet het programma worden ingericht als een gedragen experttraject. Daarin moeten ten minste deskundigen deelnemen uit:

elektriciteitsmarkt en dispatch;
netbeheer en systeemplanning;
kernenergie en nucleaire bedrijfsvoering;
elektrolyse en waterstofproductie;
ammoniakimport, opslag, kraken en veiligheid;
flexibele STEG's en gasturbinebedrijf;
batterijen en grootschalige opslag, inclusief Delta21;
industriële waterstofvraag;
financiering, WACC en publieke garanties;
regelgeving en regulatory risk;
systeemveiligheid en havenveiligheid;
maatschappelijke kostenverdeling en kleinverbruikersbescherming.

De bedoeling is niet dat iedere partij haar eigen belang verdedigt, maar dat de invoer en methodiek professioneel worden getoetst voordat conclusies worden getrokken.

19.3 Open model, open aannames, open gevoeligheden

Een model is alleen bruikbaar wanneer de aannames zichtbaar zijn. Dat geldt zeker voor deze studie. De uitkomsten zijn gevoelig voor aannames over vraaggroei, restvraag, bouwkosten, rente, bouwtijd, kernenergie, SMR's, vollasturen, elektrolyse kosten, ammoniakprijzen, kraker rendementen, opslagcapaciteit, netkosten, CO_2-prijzen, brandstofprijzen, beschikbaarheid en beleidsrisico.

Daarom moet het model niet alleen een uitkomst geven, maar ook laten zien hoe die uitkomst ontstaat. Het moet mogelijk zijn om te zien:

welke invoer is gebruikt;
welke scenario's zijn gekozen;
welke technologie beperkingen zijn opgenomen;
welke kosten wel en niet zijn meegenomen;
hoe start- en stopgedrag is gemodelleerd;
hoe opslag wordt ingezet;
hoe waterstoftekorten worden aangevuld;
hoe ammoniak wordt verdeeld tussen kraken, direct gebruik en STEG's;
hoe publieke garanties en systeemkosten zijn toegerekend.

De uitkomst mag niet één getal zijn. Zij moet bestaan uit bandbreedtes en scenario's. Alleen dan wordt zichtbaar onder welke omstandigheden kernenergie-elektrolyse sterk of zwak staat ten opzichte van Noordzee-elektrolyse, ammoniakimport, flexibele STEG's, batterijen, Delta21 en vraagsturing.

19.4 Chronologisch en gekoppeld rekenen

Een jaarduurkromme of gemiddelde kostprijs is onvoldoende. De studie heeft laten zien dat de transitie zone tussen overschot en tekort juist bepalend is. Daar kunnen perioden van enkele uren tot weken belasting voorkomen, maar ook perioden van enkele uren tot weken stilstand. Dat kan alleen goed worden beoordeeld met een chronologisch model.

Het model moet uur voor uur rekenen met:

wind op zee, wind op land en zon;
directe elektriciteitsvraag;
elektrolyser inzet;
waterstofvraag;
ammoniakimport en ammoniakkrakers;
flexibele STEG's, inclusief afzonderlijk gasturbinebedrijf;
batterijen;
Delta21;
interconnectie;
vraagsturing;
kerncentrales met start- en stopbeperkingen;

opslag van elektriciteit, waterstof en ammoniak;
leveringszekerheid en reserve.

Daarbij moet niet alleen dispatch worden berekend, maar ook de intertemporele effecten. Een batterij die nu ontlaadt, kan later niet leveren. Delta21 heeft een waterinhoud die door de tijd verandert. Waterstofvoorraden kunnen opraken. Ammoniakvoorraden zijn afhankelijk van import, terminalcapaciteit en veiligheidsgrenzen. Een kerncentrale die uit staat, kan niet direct terugkomen. Een STEG die start, kent startkosten en minimale bedrijfstijd.

De essentie is:

Dispatch blijft chronologisch, maar wordt door opslag, waterstof, ammoniak en start-stop beperkingen een intertemporeel multi-market vraagstuk.

19.5 Rekenmethoden moeten bestuurlijk worden vastgesteld

Het is niet voldoende dat modelbouwers een technisch model opleveren. De rekenmethoden moeten vooraf bestuurlijk en professioneel worden vastgesteld. Dat betekent dat partijen het eens moeten zijn over de manier waarop kosten, risico's en systeemdiensten worden behandeld.

Vooraf moet worden vastgelegd:

hoe vaste kosten worden toegerekend;
hoe marginale kosten worden gebruikt;
hoe publieke garanties worden gewaardeerd;
hoe WACC en bouwrisico worden meegenomen;
hoe leveringszekerheid wordt gewaardeerd;
hoe beschikbaarheid van ammoniakkrakers en flexibele STEG's wordt betaald;
hoe opslagdiensten worden gewaardeerd;
hoe netkosten worden toegerekend;
hoe kleinverbruikers worden beschermd;
hoe regulatory risk wordt meegenomen.

Zonder zulke afspraken kan elk model worden bekritiseerd als te gunstig voor een bepaalde route. De legitimiteit van de uitkomst hangt dus af van de legitimiteit van de methode.

19.6 Toets kernenergie pas na restvraaganalyse

Een belangrijke aanbeveling is dat kernenergie pas inhoudelijk mag worden beoordeeld nadat de restvraag goed is vastgesteld. Niet de bruto elektriciteitsvraag is beslissend, maar de economisch bruikbare restvraag na wind, zon, opslag, vraagsturing, interconnectie, import, elektrolyse en flexibele centrales. Dat was ook de kern van de eerder opgestelde beoordelingsmatrix.

Daarom moet de volgorde zijn:

eerst vraag en restvraag;
daarna flexibiliteit en opslag;

daarna moleculenroutes;
daarna pas kernenergie als mogelijke invulling.

Als kernenergie eerder in het proces als uitgangspunt wordt genomen, bestaat het risico dat de rest van het systeem daaromheen wordt ontworpen. Dan ontstaat geen onafhankelijke toets, maar een bevestiging van een vooraf gekozen route.

19.6.1 Methodische waarschuwing: dispatchkennis ontbreekt vaak in lange termijn studies

Een belangrijk risico bij studies naar elektrolysers, kernenergie, opslag en ammoniakimport is dat zij worden uitgevoerd vanuit een statisch investeringsperspectief, zonder voldoende kennis van feitelijke dispatch. In de praktijk wordt de waarde van elektriciteit niet bepaald door een jaargemiddelde, maar door de inzet per uur: welke installatie staat aan, welke installatie kan starten, welke installatie moet blijven draaien, welke opslag is gevuld, welke vraag kan worden afgeregeld en welke technologie zet de marginale prijs.

Juist daar ontstaan de beslissende effecten. Wind en zon drukken de prijs in de uren waarin zij veel produceren. Elektrolysers nemen een deel van dat profiel af, maar laten een residueel windprofiel over dat vooral in lage-prijsuren op de markt komt. Kernenergie voegt extra aanbod toe aan een markt die in veel uren al onder druk staat. Batterijen, Delta21, STEG's, ammoniakkrakers en waterstofopslag veranderen vervolgens de waarde van de schakeluren. Deze effecten zijn niet betrouwbaar zichtbaar in een gemiddelde jaarbalans.

Daarom bestaat een reëel risico dat studies naar elektrolysers te gunstig uitvallen wanneer zij onvoldoende rekening houden met marginale effecten en tijdseffecten. De vraag is niet alleen hoeveel MWh of kilogram waterstof per jaar wordt geproduceerd, maar vooral wanneer, tegen welke prijs, met welke restwaarde, met welke back-up en met welke contractuele risico's. Een studie die deze chronologie niet meeneemt, kan op papier sluitend zijn en in de markt alsnog tekortschieten.

Deze methodische zwakte is niet nieuw. Ook bij eerdere grote markt- en structuurwijzigingen in de elektriciteitssector zijn studies gemaakt die vooral op historische patronen en gemiddelde aannames leunden, terwijl de toekomstige marktwerking anders uitpakte. Studies kijken vaak meer naar achteren dan naar voren. In een transitie met wind, zon, opslag, waterstof en ammoniak is dat extra riskant, omdat juist de nieuwe combinaties de marginale waarde van bestaande en nieuwe installaties veranderen.

Een studie naar elektrolysers, kernenergie of waterstof is pas betrouwbaar wanneer zij niet alleen energievolumes doorrekent, maar ook chronologische dispatch, marginale prijsvorming, opslaggedrag, restprofielen en contractuele risico's over de verschillende markten.

19.6.2. Organisatorische leerfout in de projectketen

Een belangrijk risico bij grote energieprojecten is dat de verantwoordelijkheid over de tijd wordt opgeknipt. Stafafdelingen initiëren de strategie en de haalbaarheidsstudie. De afdeling nieuwbouw realiseert het project. Productie neemt de installatie in bedrijf. Dispatch probeert de installatie vervolgens economisch in te passen in de dagelijkse markt. Iedere schakel doet zijn eigen werk, maar de keten als geheel leert onvoldoende. Wanneer de werkelijke

marktwerking later afwijkt van de haalbaarheidsstudie, wordt zelden systematisch teruggekeken naar de oorspronkelijke aannames. Was de restvraag goed ingeschat? Waren de marginale effecten meegenomen? Klopten de vollasturen? Was het prijsprofiel realistisch? Waren start-stop beperkingen, opslag, netcongestie en kannibalisatie voldoende begrepen?

Daardoor kan een project formeel succesvol worden opgeleverd, terwijl de onderliggende economische aanname niet blijkt te kloppen. Nieuwbouw heeft dan geleverd, productie voert bedrijf, dispatch optimaliseert binnen de gegeven werkelijkheid, maar niemand heeft nog de opdracht om de oorspronkelijke studie te toetsen aan de praktijk. Zo ontstaat een institutioneel geheugenverlies. De organisatie leert wel operationeel, maar niet strategisch. De fout wordt dan niet zichtbaar als fout in de studie, maar als “veranderde marktomstandigheden”, “tegenvallende prijzen”, “andere inzet” of “nieuwe beleidsrealiteit”.

Voor kernenergie, elektrolysers, wind op zee, ammoniakimport en opslag is dit bijzonder riskant. De waarde van deze projecten hangt niet alleen af van techniek, maar van toekomstige marktwerking, marginale prijzen, restvraag, contracten en systeeminteractie. Als de haalbaarheidsstudie die effecten onvoldoende meeneemt, komt de rekening pas jaren later bij productie, dispatch, afnemers of de publieke sector terecht.

Essentie :

De projectketen bouwt door, maar de leerketen sluit niet terug.

Of scherper:

Zonder ex-post toets op de oorspronkelijke haalbaarheidsstudie leert de organisatie niet van haar eigen systeemfouten.

19.7 Vergelijk pakketten, geen losse technieken

Een volgende aanbeveling is dat systemen als pakketten moeten worden vergeleken. Kernenergie mag niet worden vergeleken met één losse batterij, één losse STEG of één losse ammoniakroute. De echte vergelijking is pakket tegen pakket.

Bijvoorbeeld:

pakket A: kernenergie, elektrolyse, beperkte opslag en publieke garanties;
pakket B: wind op zee, flexibele elektrolyse, ammoniakimport, ammoniakkrakers, flexibele STEG’s, batterijen, Delta21 en vraagsturing;
pakket C: beperkte kernenergie, ammoniakimport, flexibele STEG’s, opslag en interconnectie.

Alleen zo wordt zichtbaar welke combinatie van productie, flexibiliteit, moleculen, opslag en risicoverdeling de laagste integrale kosten heeft.

19.8 Maak kostenallocatie expliciet

Voor iedere route moet zichtbaar worden wie betaalt. Dat geldt voor investeringen, netkosten, aansluiting, subsidies, garanties, back-up, opslag, leveringszekerheid en risico bij beleidswijziging.

De aanbeveling is om per route een publiek kostenallocatieschema op te stellen. Daarin staat:

welke kosten bij producenten liggen;
welke kosten bij industriële afnemers liggen;
welke kosten via netten worden gesocialiseerd;
welke kosten via belastingen worden gedragen;
welke kosten bij kleinverbruikers terechtkomen;
welke risico's publiek worden overgenomen.

Daarmee wordt voorkomen dat een route goedkoop lijkt doordat kosten buiten beeld blijven.

De kernnorm blijft:

Wat contractueel niet bij de elektrolyser of industriële afnemer kan worden belegd, mag niet stilzwijgend bij kleinverbruikers terechtkomen.

19.9 Beoordeel contractuele hardheid vóór investeringsbesluiten

Voor kernenergie en elektrolyse moet contractuele hardheid vooraf worden getoetst. Als een kerncentrale wordt gelegitimeerd met elektrolyse, moet duidelijk zijn of elektrolysers bereid zijn langjarig stroom af te nemen tegen een prijs die de kerncentrale draagt.

Zonder harde contracten is elektrolyse geen bankable basis voor kernenergie. Met zulke contracten verliest de elektrolyser mogelijk de flexibiliteit die nodig is in een snel ontwikkelende waterstofmarkt. Daarom moet deze spanning vóór een investeringsbesluit worden opgelost, niet achteraf.

De aanbeveling luidt:

Geen beroep op elektrolysers als afnamebasis voor kernenergie zonder openbaar inzicht in contractduur, prijsformule, volume, risicoverdeling en alternatieven.

19.10 Neem ammoniak als dubbele systeemoptie mee

Ammoniak moet niet alleen worden beoordeeld als route naar waterstof via kraken. Ammoniak kan ook direct worden gebruikt als grondstof of energiedrager en mogelijk als brandstof voor flexibele STEG's. Daarmee is ammoniak zowel een waterstofoptie als een elektriciteitsoptie.

Daarom moet elke vergelijking van kernenergie en elektrolyse ook de volgende ammoniakfuncties meenemen:

ammoniak als importdrager voor waterstof;
ammoniak als directe industriële grondstof;
ammoniak als brandstof voor regelbaar vermogen.

Zonder deze driedeling wordt ammoniak te smal beoordeeld en kan kernenergie te gunstig lijken.

19.11 Neem Delta21 en grootschalige opslag expliciet mee

Delta21 moet als afzonderlijke systeemoptie worden meegenomen. Met indicatief circa 30.000 MWh opslag en 2.000 MWe vermogen kan Delta21 de transitie zone tussen overschot en tekort dempen. Daarmee beïnvloedt het de waarde van kernenergie, elektrolysers, flexibele STEG's en ammoniakroutes.

De aanbeveling is daarom:

Beoordeel Delta21 niet als los opslagproject, maar als systeemdemper in de gekoppelde markten voor elektriciteit, flexibiliteit en leveringszekerheid.

Daarbij moet worden onderzocht of Delta21 de behoefte aan kernenergie verkleint, de inzet van elektrolysers verandert, of de waarde van flexibele STEG's en ammoniak-STEG's beïnvloedt.

19.12 Meer jaren

Het model moet niet alleen één representatief jaar doorrekenen, maar een reeks evaluatiejaren. Per vijf jaar moet opnieuw worden vastgesteld hoe vraag, restvraag, techniek, rendementen, kosten, opslag, import, regelgeving en marktordening zich ontwikkelen. Alleen zo wordt zichtbaar of een route robuust blijft of slechts in één gekozen toekomstbeeld gunstig uitvalt.

19.13 Voorkom regulatory risk door vooraf heldere kaders

De overheid moet voorkomen dat zij eerst investeringen uitlokt en later het speelveld verandert. Dat vergroot regulatory risk en ondermijnt vertrouwen. Voor kernenergie, elektrolysers, opslag, ammoniakimport en flexibele centrales zijn stabiele kaders nodig.

Daarom moet vooraf helder zijn:

welke publieke doelen worden nagestreefd;
welke marktordening daarbij hoort;
welke risico's publiek zijn;
welke risico's privaat zijn;
wanneer compensatie mogelijk is;
wanneer bijsturing mogelijk is;
hoe kleinverbruikers worden beschermd.

Een markt op marginale kosten kan bestaande installaties efficiënt inzetten, maar kan niet zonder publiek kader bepalen welke kapitaalintensieve installaties verstandig zijn om te bouwen.

19.14 Organiseer tegenspraak

Omdat modellen gevoelig zijn voor aannames, moet tegenspraak worden georganiseerd. Niet als hinder, maar als kwaliteitsvoorwaarde. Voor ieder scenario moeten kritische deskundigen kunnen toetsen of de aannames plausibel zijn.

Daarbij horen vragen als:

is de vraag niet overschat?
is de restvraag goed bepaald?
zijn start-stop beperkingen realistisch?
zijn SMR-kosten niet te optimistisch?
zijn ammoniakimportkosten niet te laag of te hoog ingeschat?
worden batterijen en Delta21 correct ingezet?
worden netkosten eerlijk toegerekend?
worden publieke garanties zichtbaar gemaakt?
wordt regulatory risk serieus behandeld?

Tegenspraak voorkomt dat het model een beleidswens bevestigt.

19.15 Maak de studie openbaar en herhaalbaar

De studie moet openbaar en herhaalbaar zijn. Niet ieder detail van commerciële contracten hoeft publiek te zijn, maar de methodiek, scenario's, hoofdaannames, gevoeligheden en conclusies moeten wel toegankelijk zijn.

Dat is nodig voor vertrouwen. Als de uitkomst is dat kernenergie nodig is, moet zichtbaar zijn waarom. Als de uitkomst is dat ammoniakimport of flexibele STEG's goedkoper zijn, moet dat ook zichtbaar zijn. Als de uitkomst onzeker is, moet die onzekerheid niet worden weggedrukt, maar worden benoemd.

Een goede publieke systeemstudie levert niet één politiek gemakzuchtig antwoord, maar een kaart van voorwaarden:

onder deze omstandigheden past kernenergie;
onder deze omstandigheden past ammoniakimport;
onder deze omstandigheden is Noordzee-elektrolyse logisch;
onder deze omstandigheden zijn flexibele STEG's en Delta21 doorslaggevend.

19.16 Aanbeveling voor de Rotterdamse haven

Voor de Rotterdamse haven moet een aparte systeemanalyse worden gemaakt. De haven is geen gewone locatie, maar een knooppunt van wind op zee, elektriciteit, waterstof, ammoniak, industrie, netten, opslag en mogelijke kernenergie.

De vraag voor die analyse luidt:

Wordt grootschalige elektrolyse in de haven een flexibele benutting van wind op zee, of een toekomstige afnamebasis voor kernenergie op de Maasvlakte?

Die vraag hoort thuis in de Havendialoog, bij Havenbedrijf Rotterdam, Deltalinqs, provincie, Rijk, netbeheerders en industriële partijen.

19.17 Slotadvies

De slotaanbeveling is dat Nederland pas onomkeerbare keuzes moet maken wanneer de gekoppelde systeemvraag voldoende is onderzocht. De schade van enkele jaren later beslissen kan kleiner zijn dan de schade van een verkeerde keuze die het systeem voor tientallen jaren vastlegt. Dat sluit aan bij de eerder opgestelde beoordelingsmatrix, waarin timing en corrigeerbaarheid expliciet als beoordelingscriteria zijn opgenomen.

De slotzin van dit hoofdstuk kan zijn:

Laat kernenergie, elektrolysers, ammoniakimport, opslag en flexibele centrales niet via losse besluiten naar elkaar toe groeien, maar toets eerst met een gedragen, openbaar en multidisciplinair model welke systeemroute werkelijk robuust, betaalbaar, veilig en corrigeerbaar is.

In een transitie is een analyse over één jaar onvoldoende en een zekere batenrekening over zestig jaar onverantwoord. De juiste aanpak is een reeks vijfjaarlijkse systeemtoetsen over een bewust gekozen economische evaluatieperiode, met expliciete risicopremie of zichtbare publieke risicodekking.