

Elektrificatie: we zijn lekker op weg, maar waar gaan we heen?

Energiepodium, 22-04-2026

De elektrificatie van het energiesysteem vraagt enorme investeringen in het stroomnet en jaagt de netwerktarieven op. Maar ondertussen blijft onduidelijk naar welk eindbeeld Nederland eigenlijk toewerkt. Dat is een fundamenteel probleem volgens Martien Visser, want de keuze voor een volledig elektrisch of juist hybride energiesysteem bepaalt hoe groot de druk op de netten wordt, en dus ook hoeveel we moeten investeren.

In het rapport Financiële Impact van het Energiebeleid voor Netbeheerders (FIEN 2026) beschrijft PWC in opdracht van diezelfde Netbeheerders dat er tot 2040 maar liefst €269 miljard nodig is voor de Nederlandse energienetwerken vanwege 40 GW wind op zee en de veranderingen in energieaanbod en -vraag. Het betekent enorm veel werk; de wachtrijen zullen dus nog wel even blijven. Ook wordt het duur. Volgens FIEN26 gaan de tarieven voor het stroomnetwerk in vijf jaar nog eens verdubbelen, exclusief inflatiecorrectie. Vervolgens zullen ze richting 2040 nog verder stijgen. Het gevolg van de elektrificatie van de energievoorziening, volgens FIEN26. Wat daarmee precies bedoeld wordt is onduidelijk. Natuurlijk, we gaan meer elektriciteit gebruiken. Maar wat wordt het eindresultaat? Daarover zijn verschillende ideeën. Dat is vervelend voor de netbeheerders, want het eindresultaat heeft significante impact op het toekomstige energiesysteem en op hun investeringen. Hoog tijd hier helderheid in te verschaffen.

In principe zijn er drie scenario's voor de eindsituatie, elk met de nodige nuances, maar die laat ik hier achterwege. Waar ik in het vervolg Nederland schrijf, kunt u ook Noordwest-Europa lezen en waterstof mag u desgewenst vervangen door een andere moleculaire energiedrager.

In scenario 1 draait het energiesysteem straks op zon, wind en batterijen. Dit is het ultieme 'van-gas-los' scenario, want alleen elektronen en geen moleculen. In dit scenario zijn biomassa, kernenergie, waterstof en CCS onnodig of marginaal. Een energiesysteem met alleen zon, wind en batterijen is technisch mogelijk. Kortdurende variaties in zon- en windproductie worden overbrugd met batterijen. Langere perioden met relatief weinig wind en zon en/of koude winters kunnen met een flinke overcapaciteit aan opwek en desnoods via rantsoenering van het finale energieverbruik worden getackeld. Dit betekent dat er onder normale omstandigheden overproductie van wind en zon is met zeer geringe elektriciteitsprijzen als gevolg. Tevens zal vanwege de benodigde overcapaciteit aan opwek dat zon- en windproductie op grote schaal zal moeten worden afgeschakeld.

In scenario 2 wordt deze afgeschakelde energie gebruikt voor de productie van waterstof. Deze wordt vervolgens opgeslagen en in een H₂-centrale benut voor elektriciteitsproductie in perioden met weinig zon en wind. In dit scenario zijn energieproductie en -vraag volledig elektrisch. Daartussen is het energiesysteem hybride, waarbij de waterstof en batterijen als een soort haarlemmerolie aanbod en vraag aan elkaar koppelen. Ten opzichte van scenario 1

is veel minder batterijcapaciteit nodig. Bovendien, omdat overschotten benut worden, is ook minder overcapaciteit aan opwek nodig. In scenario 2 kan kernenergie een goede rol spelen, want dankzij waterstofproductie kunnen kerncentrales continu worden benut. Dit geldt ook voor biomassa, maar dan vooral in een rol als back-up.

In scenario 3 worden eindgebruikers blijvend voorzien van elektriciteit en waterstof. Eindverbruikers kunnen dan optimaliseren en zullen elektriciteit gebruiken als dit voldoende beschikbaar is en overschakelen naar waterstof wanneer dat niet het geval is. In vergelijking met scenario 2 zijn er minder waterstofcentrales met bijbehorende omzettingsverliezen nodig. Zeker als in de industrie elektriciteit direct wordt benut als warmtebron voor de processen, is dat winst. In geval van warmtepompen vervalt dat voordeel want er kan geen gebruik gemaakt worden van COP-multiplicator. Daarnaast wordt scenario 3 waterstof ingezet om het stroomnet te ontlasten, bijvoorbeeld op zeer koude dagen. Op dat soort momenten kan ook biomassa in de vorm van groen gas worden benut en zelfs aardgas en olie, mits direct of indirect met CCS.

Uiteraard zijn op deze scenario's allerlei varianten mogelijk. Zo kan de benodigde waterstof in scenario's 2 en 3 deels worden geïmporteerd. Voor Nederland is dat dankzij haar grote zeeoppervlak niet direct noodzakelijk, maar België en Duitsland hebben weinig zee en zijn dus aangewezen op import. Aangezien er sprake is van een marktgebied, zal Nederland dan direct of indirect met deze import te maken krijgen. Evenzo kunnen de grensverbindingen benut worden om het systeem te optimaliseren, of juist om buurlanden te helpen, zoals we thans ook al doen.

“Het klinkt misschien gek, maar we weten niet welk scenario financieel en qua ruimtelijke inpassing, bouwsnelheid en draagvlak het aantrekkelijkste is voor Nederland”

De drie scenario's stellen heel verschillende eisen aan de netwerken. Scenario 1 levert een enorme belasting op voor het stroomnetwerk, leidt daardoor tot de hoogste investeringsopgave en in de tussentijd tot de langste wachtrijen. Scenario 2 vraagt veel minder netwerkcapaciteit op zee en deels ook op land. Wel moet er een waterstofnetwerk ontwikkeld worden. In scenario 1 en 2 moeten de distributie stroomnetten fors verzwakt worden, opdat ze op een koude winterdag met weinig zon betrouwbaar functioneren. Scenario 3 belast het stroomnet het minste en ontziet de distributienetten, maar vereist een hybride energievraag bij de eindverbruikers waarbij gestuurd wordt op de beschikbaarheid van voldoende elektriciteit en beschikbare netwerkcapaciteit. In scenario 3 is een distributienetwerk voor waterstof nodig.

Het klinkt misschien gek, maar we weten niet welk scenario financieel en qua ruimtelijke inpassing, bouwsnelheid en draagvlak het aantrekkelijkste is voor Nederland. Dat zou natuurlijk onderdeel van het Nationaal Plan Energie moeten zijn, maar helaas. We kunnen er wel naar raden. PBL heeft dit namelijk voor de gebouwde omgeving uitgezocht en kwam tot de slotsom dat scenario 3 duidelijk de voorkeur had. Ik zie geen reden voor een andere uitkomst als we de rest van Nederland zouden beschouwen. Immers, in de gebouwde

omgeving is dankzij warmtepompen de elektrische oplossingen in scenario's 1 en 2 relatief aantrekkelijk.

Ondertussen stuurt de overheid ons alle kanten op met subsidies, belastingen, tarieven en veranderende regels. Burgers, corporaties en gemeenten worden geacht hun eigen warmteplan te maken en bedrijven moeten het ook zelf maar uitzoeken. De overheid predikt wel elektrificatie, maar wat ze daarmee bedoeld is onduidelijk. Ook de ACM, die via de netwerktarieven volop meestuurt, tast in het duister en doet maar wat. Terwijl PBL scenario 3 als optimaal aanwijst, sturen de netwerktarieven mij namelijk niet naar een hybride warmtepomp, maar naar een elektrisch exemplaar met een aantal straalkachels. Het gevolg van dit gebrek aan richting is onzekerheid en risicomijdend uitstelgedrag. Voor netbeheerders betekent het dat ze met allerlei onzekere scenario's rekening moeten houden. Daarbij is de *worst case* richtinggevend wat betreft het vrijgeven van netwerkruimte en de investeringsportfolio. Best logisch dus, die enorme wachtrijen, de verrassingen bij nieuwe sommen en de extreem hoge investeringen in FIEN26.

Ik eindig positief. In september verschijnt de update van het Nationaal Plan Energie. Laten we hopen dat de overheid ons daarin alsnog de gewenste richting geeft en haar regelgeving daar op aanpast.

Martien Visser