

Klimaatdoel vraagt om een brede mix van technologieën in het energiesysteem

prof. dr. ir. Machteld van den Broek, Rijksuniversiteit Groningen

Mijn positie: een brede mix van technologieën is essentieel om het klimaatdoel te halen. Een snelle uitrol van CO₂ neutrale technologieën is cruciaal om beneden het nog beschikbare CO₂ budget te blijven. Vanuit het klimaatprobleem gezien is dit belangrijker dan een eindbeeld op basis van bijna uitsluitend zonne- en windenergie. Een brede mix houdt ook de energievoorziening betaalbaarder. Beleid voor de elektriciteitssector zou zich daarom meer moeten richten op regelbare centrales die weinig tot geen of zelfs negatieve CO₂ emissies hebben zoals kerncentrales, aardgascentrales met CCS, en biomassa-centrales met CCS. In Nederland kan dan de zon-PV en windturbinecapaciteit na 2030 aangevuld worden met deze technologieën.

Dit is helemaal belangrijk omdat de rol van de elektriciteitssector groeit door elektrificatie in andere sectoren, waterstof-productie en negatieve emissies. Een brede mix maakt de energietransitie ook makkelijker, omdat bijvoorbeeld de levensduur van kerncentrales verlengd kan worden en bestaande gas- en kolencentrales uitgerust kunnen worden met CCS en/of biomassa. Daarbij vergt een deels centrale elektriciteitsopwekking minder aanpassingen aan het netwerk, is er minder backup en opslag nodig om de voorzieningszekerheid te garanderen, zijn er minder opslagverliezen en zijn systeemdiensten niet afhankelijk van nieuwe technologieën. Tenslotte is er minder overcapaciteit waardoor indirect CO₂ emissies lager kunnen blijven. Hieronder beschrijf ik ons onderzoek waarop ik mijn positie onder andere op baseer.

Zo snel mogelijk naar nul of negatieve CO₂-emissies is belangrijker dan 100 % duurzaam. In het klimaatakkoord van Parijs is afgesproken om de wereldwijde temperatuurstijging te beperken tot niet meer dan 2 °C en bij voorkeur niet meer dan 1,5 °C. Om dit te halen is er wereldwijd maar zeer beperkte ruimte in de atmosfeer om vanaf nu tot einde van deze eeuw nog CO₂ uit te stoten. Anders gaat de CO₂-concentratie in de lucht teveel omhoog. Afhankelijk of we mikken op 1,5 °C of 2 °C doel, kunnen we nog ongeveer 10 tot 20 jaar doorgaan met de huidige CO₂-uitstoot. Als de overgebleven ruimte eerlijk verdeeld wordt over de wereld, zal het elektriciteitssysteem in Europa en Nederland geen CO₂-emissies meer mogen hebben in 2050. Verder krijgt het systeem er extra taken bij om CO₂ weer uit de lucht te halen, omdat de CO₂-concentratie in 2050 al te hoog is en omdat CO₂ emissies in andere sectoren zoals de luchtvaart gecompenseerd moeten worden.

Studies naar kosteneffectief ontwerp van elektriciteitssysteem met ≥ 100 % CO₂-reductie doelstelling. Bij de universiteit onderzoeken we, vanuit technisch-economisch perspectief, de rol van verschillende technologieën in het Europese elektriciteitssysteem met daarbij een focus op Nederland. De technologieën kunnen onderverdeeld worden in de volgende drie groepen:

1. Regelbare centrales die betrouwbaar zijn en weinig tot geen of zelfs negatieve CO₂ emissies hebben. Hieronder vallen kerncentrales, gascentrales met of zonder CO₂ afvang en opslag (CCS), kolencentrales met CCS, geothermiecentrales en biomassa-centrales met of zonder CCS. Biomassa-centrales met CCS (BECCS) kunnen de emissies van de gascentrales compenseren en/of zorgen voor negatieve emissies.
2. Hernieuwbare en variabele energiebronnen zoals zon-PV systemen en windturbines.
3. Technologieën die snel kunnen reageren op variaties in aanbod of vraag van elektriciteit zoals vraagsturing, opslag van energie uit variabele bronnen en transmissie van elektriciteit tussen alle landen.

Waterkracht komt in alle drie de groepen voor, omdat er verschillende soorten waterkrachtcentrales zijn.

Brede mix is goedkoper dan een scenario met alleen zonne- en windstroom. Verschillende scenario's zijn doorgerekend voor de West Europese elektriciteitsvoorziening in 2050 met Nederland als aparte regio¹. We gebruiken hiervoor een geavanceerd rekenmodel waarmee we de goedkoopste mix kunnen berekenen. Dit model simuleert de vraag en het aanbod van elektriciteit per uur in de verschillende regio's van West-Europa

¹ Zuijlen, van B., W.Zappa, W. Turkenburg, G. van der Schrier, M. van den Broek, Cost-optimal reliable power generation in a deep decarbonisation future, Applied Energy, 2019, <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2019.113587>

en ook de stromen tussen de regio's. In de scenario's moet de voorzieningszekerheid op het huidige niveau blijven en de emissie van CO₂ met 100 % of meer worden verminderd. Voor de berekening zijn de kosten en technische karakteristieken van iedere optie van belang (zie Tabel 1).

Om te komen tot de goedkoopste mix mogen in het *basisscenario* alle technologieën onbeperkt ingezet worden. De uitkomst van het rekenmodel voor het jaar 2050 is dat 35% van de Europese elektriciteitsvraag geleverd wordt door zon-PV en windturbines², 30% door kernenergie en de rest door waterkracht, aardwarmte, en gascentrales en BECCS³.

In een alternatief scenario is het *70%-scenario* is er beleid om minimaal 70 % van de elektriciteitsvraag in te vullen met zonne- en windstroom. In dit scenario berekend het model dat er ook gascentrales en BECCS nodig zijn om te zorgen dat bedrijven en huishoudens voor 99,999 % van de tijd hun stroom blijven krijgen. De totale systeemkosten zijn in dit *70%-scenario* ongeveer 10 % hoger dan in het *basisscenario* omdat er voldoende schone back-up moeten zijn voor de tijden dat het niet voldoende waait of de zon schijnt, de energieverliezen bij opslag en het 'weggooien' van zonne- en windstroom op momenten dat er een overschot is.

Gevoeligheidsanalyse: uitsluiting van kernenergie vraagt om meer aardgas, biomassa en CCS. In scenario's waarin CCS niet wordt toegestaan of financieringskosten lager zijn, groeit het kernenergie-deel naar meer dan 40 %. In drie andere gevoeligheidsscenario's met (1) een nieuw type goedkope gas-CCS centrale met nul CO₂ emissies⁴, (2) met lagere kosten voor zon-PV en windturbines, of (3) met de First-of-A-Kind kosten van de huidige Europese EPR centrales in aanbouw, verdwijnt kernenergie uit de oplossing. In deze scenario's is er echter minstens twee keer meer elektriciteit uit aardgascentrales en BECCS nodig om betrouwbaar te blijven. Overigens preferert het rekenmodel in Nederland windturbines boven zon-PV en zet het ook met goedkopere investeringskosten voor zon-PV daarvan nooit meer dan 10 GW in Nederland neer.⁵

De groei van de elektriciteitsvraag na 2030 kan ingevuld worden met bredere mix van CO₂ neutrale technologieën dan alleen zon-PV en windturbines. Het elektriciteitssysteem speelt een belangrijke rol om emissies van ALLE sectoren naar nul of negatief te brengen. In het klimaatakkoord rekent de overheid met een elektriciteitsvraag van 115 mln MWh in 2030 waarvan 90 mln MWh opgewekt zal worden door zon-PV en windturbines. Als basisaanname veronderstellen we dat de elektriciteitsvraag verder groeit naar 150 mln MWh in 2050 voor elektrificatie van personensauto's (22 mln MWh) en gebouwde omgeving (16 mln MWh). En in een *hoge vraag scenario*, nemen we een additionele vraag van 175 mln MWh aan om waterstof te produceren voor onder meer de industrie.

Kernenergie kan kosteneffectief zijn om te voorzien in deze extra elektriciteitsvraag⁶ voor waterstof. In dit *hoge vraag scenario* neemt de Nederlandse gemiddelde elektriciteitsvraag van ongeveer 17.000 MW toe met rond de 20.000 MW. Het rekenmodel kiest voor deze optie, onder andere omdat er dan minder elektrolysevermogen nodig is dan voor groene waterstof (= waterstof uit elektrolyzers die draaien op zonne- of windstroom). Voor groene waterstof zou een elektrolyservermogen van rond de 50.000 MW nodig zijn, blijkt uit een analyse van de aanbodpatronen van zonne- en windenergie.

Totale systeemkosten zijn van belang en niet de directe opwekkosten van zonne- en windstroom. In het *70 %-scenario* zijn de totale systeemkosten rond de 95 €/MWh elektriciteit. Dit is hoger dan de directe opwekkosten van zonne- en windstroom. Het verschil wordt veroorzaakt door kosten voor de overige 30 % opwek, back-up en opslagvoorzieningen, transmissie, rendementsverliezen bij opslag en 'weggooien' van

² Hierbij wordt aangenomen dat er in Europa voor 125 GW aan batterijen in elektrische auto's beschikbaar zijn om slim om te gaan met de dagelijkse fluctuaties in het aanbod van zonnestroom. Als deze mogelijkheid ontbreekt, halveert de bijdrage van zonnestroom bijna.

³ Er is aangenomen dat er een aanbod van ~5 EJ duurzame koolstofneutrale biomassa is.

⁴ Als de ontwikkeling van de Allam Cycle succesvol verloopt, is er voor 2030 een aardgascentrale beschikbaar met nul CO₂ emissies, een relatief hoog omzettingsrendement en lage investeringskosten.

⁵ Zie het artikel (Zuijlen et al., 2019) voor alle alternatieve scenario's en de gevoeligheidsanalyse. De precieze impact op de betrouwbaarheid is niet op uurbasis doorgerekend voor alle varianten.

⁶ Blauwe waterstof op basis van aardgas met CCS is uiteraard goedkoper maar is niet helemaal CO₂-neutraal.

elektriciteit uit zon en wind op momenten dat er een overschot is⁷. Omdat het verschil tussen directe opwekkosten en systeemkosten steeds sterker toeneemt naarmate de penetratiegraad van zonne- en windstroom omhoog gaat, is het van belang dat beleid rekening houdt met de totale systeemkosten.

Waterstof is te duur als backup in de elektriciteitssector. In de systeemstudies was het gebruik van waterstof voor opslag en hergebruik van groene stroom niet rendabel. Met name de rendementsverliezen in de conversiestappen (elektriciteit → waterstof → elektriciteit) maken het een te dure optie. Er moet 2,5 keer meer elektriciteit worden opgewekt, dan uiteindelijk wordt gebruikt in de eindsector.

Extra aandachtspunten bij een systeem dat voor het grootste deel draait op zon-PV en windturbines.

- Conventionele elektriciteitscentrales die in het huidige systeem essentiële ondersteunende systeemdiensten (zoals reservevoorziening) verlenen hebben in het *70%-scenario* een marginale rol. Voor meer dan 90 % van de tijd draait er dan in Nederland bijvoorbeeld vrijwel geen conventionele centrale. Voor dit scenario zijn nieuwe technologieën nodig om deze diensten te vervullen.
- In het *70 % scenario* is het systeem veel afhankelijker van het weer. Dit kan leiden tot jaarlijkse verschillen in aanbod van zonne- en windstroom en daardoor ook in CO₂-uitstoot als backup niet CO₂-vrij is.
- Import en export met het buitenland is cruciaal en vraagt om netverzwaring. Door het grote windvermogen op de Nederlandse zee in het *70%-scenario*, is het bijvoorbeeld vaak rendabel om elektriciteit te exporteren (zie figuur 1 hieronder).
- Mogelijkheden worden beperkt om te verduurzamen dmv relatief goedkope opties zoals het verlengen van de levensduur van kerncentrales en het uitrusten van bestaande gas- en kolencentrales met CCS en/of biomassa⁸.

Tabel 1 - Technisch economische gegevens die in de studie door Zuijlen et al. (2019) gebruikt zijn in het basisscenario en de gevoeligheidsanalyse

Technologie	Investeringskosten [€/kW]	Omzettingsrendement [%]	Economische levensduur [jaar]	Bouwtijd [jaar]
Gasturbine	600	44	30	1
Aardgascentrale	1000	62	30	3
Aardgascentrale+CCS	1600/1200	55/59	30	4/3
Kolenvergasser+CCS	3700	41	35	6
Kerncentrale	5300/7900	38	60/40	7/10
Windvermogen op land	1300/1000	-	25	1
Windvermogen op zee	2600/1500	-	30	1
Zon-PV vermogen op daken	600/400	-	25/30	1
Zon-PV vermogen op land	500/300	-	25/30	1
Biomassacentrale	2500	38	25	3
Biomassacentrale+CCS (BECCS)	4100	30	25	4
Geothermie	3500	-	30	3
Electrolyse (productie H ₂)	400	66	10	1
Omzetting H ₂ in stroom	1000	62	30	3

Bron: De gebruikte gegevens zijn voor een aanzienlijk deel gebaseerd op getallen die het Joint Research Centre gebruikt in studies voor de Europese Commissie. De waarden geven de verwachte gemiddelde investeringskosten in Europa in 2040, omdat het park dat in 2050 operationeel is, al in 2040 grotendeels gerealiseerd zal zijn. Daarbij is voor aardgas een kostprijs van 7,0 €/GJ verondersteld, voor uranium 1,0 €/GJ, voor kolen 2,1 €/GJ en voor houtige biomassa 6,9 €/GJ. Overige gegevens zijn te vinden in het artikel zoals de vaste en variabele onderhoudskosten. In de systeemstudie zijn kosten voor reserves, batterijen en verzwaring van het netwerk niet meegenomen.

⁷ Soms is er een overschot aan zonnestroom en windstroom wat niet meer kan worden opgenomen in het systeem door de elektriciteitsvraag, opslagvoorzieningen, transmissie of vraagsturing.

⁸ Zappa, W., M. Junginger, M. van den Broek, Can liberalised electricity markets support decarbonised portfolios in line with the Paris Agreement? A case study of Central Western Europe, Accepted for publication in Energy Policy.

Figuur 1 – Voorbeeld van uurlijkse inzet van technologieën inclusief het gebruik van batterijen, vraagsturing en uitwisseling met het buitenland. Dit is de inzet in Nederland in het najaar op basis van het 70%-scenario (met 36.000 MW windvermogen en 60.000 MW zon-PV vermogen op basis van het ENTSO-E global climate action scenario). In deze periode wordt veel geëxporteerd en is er veel overschot, omdat het een simulatie is van een zon- en windrijk jaar en het over het algemeen veel waait in het najaar. De vraag is inclusief elektriciteit voor elektrisch vervoer en warmtepompen. Met een extra vraag voor waterstofproductie zou de vraag gemiddeld over het jaar met 20.000 MW kunnen toenemen.

