

ENERGIETRILEMMA

ENERGIETRILEMMA

EEN VERKENNING VAN
HET BELGISCHE ELEKTRICITEITSLANDSCHAP
IN 2030

Johan Albrecht
Sam Hamels
Lennert Thomass

Dit is een uitgave van Itinera Institute

© De auteurs

SKRIBIS is het publicatieplatform van drukkerij Nevelland Graphics.
Publicaties bij skribis worden uitgebracht in eigen beheer.

SKRIBIS – Nevelland Graphics cvba-so
Industriepark-Drongen 21
9031 Gent
Tel. 09 244 72 68
info@skribis.be
www.skribis.be

Zetwerk: Karakters, Gent
Cover: Nevelland Graphics

Johan Albrecht, Sam Hamels & Lennert Thomass
Energietrilemma
Een verkenning van het Belgische elektriciteitslandschap in 2030
Gent, 2017, xxx p.

ISBN 978 90 736 2665 2
D/2017/3988/25
NUR 740

*Niets uit deze uitgave mag worden verveelvoudigd en/of vermenigvuldigd
door middel van druk, fotokopie, microfilm of welke andere wijze dan ook,
zonder voorafgaande schriftelijke toestemming van de uitgever.*



1 Inleiding	7
Alles verandert	X
Welcome to Belgium, the international leader in electric intelligence!	X
Een wervend energieproject	XX
Kernvragen	XX
Trilemma	XX
De Europese dimensie	XX
Aanpak; scenario-analyses	XX
2 Toelichting modeloefening en assumpties	xx
Elektriciteitsvraag	XX
Productiepark	XX
Pseudo-capaciteiten	XX
Methodologie; dispatching-model	XX
Analysekader	XX
Simulatievoorbeeld	XX
3 Resultaten	xx
Inleiding	XX
Analyse van de gascentrales	XX
Analyse van de economische kost	XX
Analyse van de CO ₂ -uitstoot	XX
Analyse van de surplusen	XX
Hoe controleerbare capaciteit vervangen door import?	XX
Analyse van batterijopslag	XX
Analyse van de flexibele vraag (DSM)	XX

Toekomstige subsidiestromen in België	XX
Kunnen de marktprijzen stijgen tegen 2030, zodat subsidies overbodig worden?	XX
4 Conclusies en beleidsaanbevelingen	XX
Energiezekerheid -> gascapaciteit	XX
Laagste kostprijs -> nucleaire scenario, maar...	XX
Factuur van de subsidies	XX
CO ² -> radicale scenario	XX
Nuclear or radical, that's the question...	XX
EV's, DSM, stationaire batterijen: geen 'silver bullets'	XX
5 Vragen en antwoorden	XXX
Is het technologisch mogelijk om de kerncentrales te sluiten zoals momenteel voorzien?	XXX
Welke vervangcapaciteit is nodig om bij de nucleaire phase-out de bevoorradingszekerheid te garanderen?	XXX
In welke mate kan een sterke vermindering van de vraag de behoefte aan vervangcapaciteit beperken?	XXX
Wat is de economische meerkost van de investeringen in vervangcapaciteit?	XXX
Hoe komt die vervangcapaciteit tot stand; via de vrije marktwerking of door overheidsbeslissingen?	XXX
Is het huidige beleid adequaat? Is een aanpassing van het beleid noodzakelijk?	XXX
Wat zijn de ecologische gevolgen – beperkt tot de uitstoot van broeikasgassen – van de kernuitstap?	XXX
Biedt goedkope invoer vanuit de buurlanden niet de eenvoudigste oplossing?	XXX
Wat is de rol van 'nieuwe' technologieën of concepten, zoals de opkomst van elektrische voertuigen, demand side management (DSM) en stationaire batterijen?	XXX

1



Inleiding

Alles verandert

“Panta rhei.” De presocratische filosofen wisten dat alles stroomt of voortdurend verandert. Zeker in het energielandschap zien we die continue verandering. Vandaag kampen we met een overaanbod aan olie, terwijl tien jaar geleden nog olieprijsen tot \$ 200 per vat voorspeld werden tegen 2020. Ook heeft de internationale gemeenschap in 2015 met het klimaatakkoord van Parijs de ambitieuze doelstelling geformuleerd om de opwarming van het klimaat te beperken tot maximaal 1,5 °C. De verkiezing van Donald Trump hoeft dat engagement niet noodzakelijk op de helling te plaatsen. De hernieuwbare revolutie kan immers niet gestopt worden. Niet alleen de kostprijs van zonnepanelen en windprojecten is fors gedaald. Ook de kostprijs van batterijen lijkt eenzelfde traject te volgen, zodat relatief goedkope opslagtechnologie beschikbaar wordt om de weersafhankelijke productie van hernieuwbare elektriciteit optimaal te benutten. De elektrische auto is momenteel een duur nicheproduct, maar vóór 2025 zal elk autobedrijf een groot aantal aantrekkelijke elektrische gezinswagens aanbieden. Auto's staan voor 90% van de tijd stil, zodat de batterij van dat onbenutte kapitaal in principe bepaalde diensten aan het elektriciteitsnet zou kunnen aanbieden. Met de komst van de zelfrijdende auto zal private mobiliteit anders georganiseerd worden. Waarom nog een private auto bezitten die amper gebruikt wordt terwijl je via de smartphone een gedeelde zelfrijdende auto kan oproepen voor elke verplaatsing die je wenst te maken? Diezelfde smartphone laat je ook toe je energieconsumptie en -productie actief te beheren. Als bijvoorbeeld alle gezinnen hun koelkast, diepvriezer, (af)wasmachines, warmtepompen, ventilatiesystemen en batterijen laten activeren in functie van de elektriciteitsprijzen, kan de vraag naar elektriciteit beter inspelen op de marktomstandigheden. Daardoor kunnen misschien enkele dure piekcentrales vermeden worden die hoe dan ook weinig gebruikt worden.

Om zowel het transport op de weg als de residentiële vraag naar energie te ‘decarboniseren’, is een betrouwbaar, duurzaam en betaalbaar elektriciteitssysteem van essentieel belang. De elektrische auto biedt een groot potentieel, maar wat als de consument piekert over mogelijke black-outs in de winter? En hoe evolueert de prijs van elektriciteit in ons land? Is ook hier *the sky the limit*? De consument kan goed rekenen en bij de verwachting van een escalerende elektriciteitsprijs zou een superefficiënte benzinewagen wel eens als de grote winnaar uit de bus kunnen komen. Het is wat bizar dat net in de landen met de hoogste elektriciteitsprijzen heel wat beleidsmakers graag de kaart van de elektrische auto trekken...

Welcome to Belgium, the international leader in electric intelligence!

In het energielandschap van de toekomst zullen niet alleen de producenten van voertuigen een nieuwe rol spelen. In een marktomgeving met een actieve consument moet elke seconde enorm veel informatie verwerkt worden om alle activiteiten te coördineren en optimaliseren. De analyse van die informatie zal leiden tot nieuwe businessmodellen en opportuniteiten die we vandaag niet kunnen inschatten. Een regio of land zou zich sterk kunnen profileren in deze zoektocht naar het intelligente energielandschap van 2030. “*Belgium, the international leader in electric intelligence!*” Het zou een mooie boodschap kunnen worden in de terminals van Brussels Airport. En waarom niet? De Belgische energiebedrijven – producenten en netwerkbedrijven – beschikken over een uitstekende expertise en volgen nieuwe technologische mogelijkheden van nabij op. Ook qua ICT, *big data* en de ontwikkeling van complexe algoritmes presteren onze bedrijven en kennisinstellingen zeer goed. Om die opportuniteit te benutten, is een pro-actieve houding van alle betrokken partijen – inclusief beleidsmakers – essentieel.

Een trendbreuk in het energiebeleid is geen overbodige luxe. Het Belgische energiebeleid na 2000 laat zich als volgt samenvatten: een variabele en marktverstorende visie over de kernuitstap, subsidies voor zeer dure zonnepanelen en dure offshore windparken, en een stijgende factuur voor gezinnen en bedrijven. Als we ter vergelijking het mobiliteitsbeleid bondig samenvatten, komen we tot het uitblijven van een duidelijke reactie op de toenemende en zeer dure congestie, een daling van het aantal klanten van bus en tram, en treinen die alsmaar meer vertraging oplopen. Niet bepaald enthousiasmerende evoluties. Bij het verder uitblijven van een systeem van rekeningrijden biedt het delen van zelfrijdende elektrische auto’s misschien een belangrijk deel van de oplossing.

Een wervend energieproject

Oplossingen voor prangende problemen komen er niet zomaar. De kans bestaat dat de timing van de al herziene kernuitstap ook in de komende tien jaar nog enkele keren aangepast zal worden, zodat we ook na 2030 nog alle oude kerncentrales gebruiken. Of we in diezelfde tien jaar veel vooruitgang boeken inzake intelligente mobiliteit – los van autonome of zelfrijdende voertuigen – is allesbehalve zeker. Het is ook eerder waarschijnlijk dat de files blijven toenemen tot meer en meer bedrijven bij gebrek aan alternatief wegtrekken uit Brussel of Antwerpen – of bij uitbreiding uit ons land – om zo een deel van de stroom gesubsidieerde bedrijfswagens te verplaatsen naar locaties buiten de stadsring.

Het alternatief voor het getwijfel rond de kernuitstap is de uitbouw van een intelligent elektriciteitssysteem op basis van hernieuwbare energie, opslagtechnologieën en een actieve consument. Daarbij worden platforms aangeboden die toelaten om het toekomstige potentieel van bijvoorbeeld de zelfrijdende elektrische auto of minibus maximaal te benutten in de strijd tegen de congestie. En tegen 2030 is België een voorbeeldregio en komen delegaties uit de *emerging economies* kijken hoe we de dreiging voor black-outs hebben omgezet in een kans om toegevoegde waarde te creëren met duurzame en intelligente technologieën.

We kunnen de toekomst natuurlijk niet bepalen. We kunnen als maatschappij echter wel de richting kiezen waarvoor we mobiliseren. Laat ons kiezen voor het wervende project met duurzaamheid en *intelligence* als speerpunten. Of zien we in de terminals van Zaventem liever slogans opduiken zoals “*Welcome to Belgium, the international leader in delaying nuclear phase-out ambitions*”?

Kernvragen

Een technologische visie is relevant wanneer enkele belangrijke beleidsvragen beantwoord moeten worden. We lijsten de belangrijkste vragen even op:

1. Is het technologisch mogelijk om de kerncentrales te sluiten zoals momenteel voorzien?
2. Welke vervangcapaciteit is nodig om bij de nucleaire *phase-out* de bevoorradingszekerheid te garanderen?
3. In welke mate kan een sterke vermindering van de vraag de behoefte aan vervangcapaciteit beperken?
4. Wat is de economische meerkost van de investeringen in vervangcapaciteit?
5. Hoe komt die vervangcapaciteit tot stand; via de vrije marktwerking of door overheidsbeslissingen?
6. Is het huidige beleid adequaat? Is een aanpassing van het beleid noodzakelijk?
7. Wat zijn de ecologische gevolgen – beperkt tot de uitstoot van broeikasgassen – van de kernuitstap?
8. Biedt goedkope invoer vanuit de buurlanden niet de eenvoudigste oplossing?
9. Wat is de rol van ‘nieuwe’ technologieën of concepten, zoals de opkomst van elektrische voertuigen, *demand side management* (DSM) en stationaire batterijen?

Die vragen zijn niet alleen relevant voor België. Ook in onze buurlanden zal oude productiecapaciteit – kerncentrales en vooral steenkoolcentrales – uit de markt

verdwijnen en is een visie over adequate vervanginvesteringen noodzakelijk. Hoewel Europa streeft naar de integratie en liberalisering van de energiemarkten, valt op dat elk land de eigen energiezekerheid vooral als een nationale aangelegenheid beschouwt. Duitsland koos voor hernieuwbare energie naast steenkoolcentrales en overweegt niet om de eigen bruinkool- of steenkoolcentrales te vervangen door de invoer van elektriciteit uit de buurlanden. In Frankrijk is er momenteel een debat over de nucleaire toekomst van het land, maar niemand stelt voor om via massale invoer van elektriciteit de sluiting van de oudste kerncentrales versneld mogelijk te maken. Daarmee stellen we niet dat een hogere invoer van elektriciteit geen valabele bijdrage tot energiezekerheid kan leveren. Productiecapaciteit binnen de eigen landsgrenzen blijkt essentieel in de meeste beleidsvisies, zeker in de grote landen.

Trilemma

De samenstelling van het productiepark is in elk land verschillend. Het sluiten van oude kerncentrales of oude steenkoolcentrales kan in principe op vele manieren opgevangen worden; meer weersafhankelijke hernieuwbare capaciteit, meer gascentrales, meer biomassacentrales, investeren in energiebesparingen en energie-efficiëntie, het verplaatsen van de elektriciteitsvraag in de tijd, meer waterpompcentrales, meer import van elektriciteit, meer batterijtechnologie, enz. Iedereen heeft wel een mening over de ideale technologische mix voor de komende decennia. Los van technologische voorkeuren moet het systeem tegelijkertijd betrouwbaar, duurzaam en betaalbaar zijn. Die drie doelstellingen zijn belangrijk en onderhevig aan allerhande interacties. Een zo laag mogelijke CO₂-uitstoot vraagt vooral een lagere vraag en meer koolstofarme capaciteit, zoals weersafhankelijke hernieuwbare productie. Maar als er geen wind of zon is, moet een back-upstelsysteem aangesproken worden, zodat meer windmolens niet leiden tot minder gas- of steenkoolcentrales. De expansie van een hernieuwbaar systeem leidt tot de uitbouw van een dubbel systeem; een hernieuwbaar naast een conventioneel systeem. En een dubbel systeem heeft een meerkost omwille van de hoge investeringskost en de lage benutting van alle activa in het systeem. Kortom, een duurzamer systeem met een lagere CO₂-uitstoot kan een meerkost hebben. Op zich vormt die meerkost geen maatschappelijk probleem – zeker niet wanneer de bevolking de keuze ondersteunt – maar het is nuttig om de trade-offs in kaart te brengen. Wat is de meerkost van een systeem met een lagere CO₂-uitstoot in vergelijking met enkele varianten? Het beantwoorden van die vraag vereist een systeemanalyse waarbij de interacties tussen de vraag en alle beschikbare technologieën centraal staat. Die analyse zal aantonen dat er diverse ‘oplossingen’ voor het trilemma bestaan en dat beleidsmakers altijd afwegingen moeten maken. Als we de kern-

centrales effectief sluiten, is er geen unieke oplossing die tegelijkertijd maximale energiezekerheid combineert met de laagste prijs en minimale CO₂-uitstoot.

De Europese dimensie

Het Belgische energielandschap wordt in Brussel besproken door de federale en regionale overheden maar is sterk onderhevig aan beslissingen genomen in de zeer nabije hoofdkwartieren van de Europese Unie. Over het Europese energiebeleid zijn vele boeken geschreven, maar het is belangrijk om te beseffen dat dit beleid de vrijheidsgraden voor de Belgische beleidsmakers sterk beperkt. Vooreerst moet ons land doelstellingen inzake hernieuwbare energie, CO₂-uitstoot en energiebesparingen realiseren tegen 2020 en tegen 2030. Het Europese beleid biedt een beperkte flexibiliteit, maar een toename van de hernieuwbare capaciteit tegen 2030 is een zekerheid. Daarvoor zijn subsidies noodzakelijk die marktversturende effecten kunnen hebben. Meer hernieuwbare energie heeft een grote impact op de rendabiliteit van bijvoorbeeld gascentrales – zeker in een context met een stabiele tot dalende vraag naar elektriciteit – door de lagere benutting van die gascentrales en door de negatieve impact van hernieuwbare energie op de groothandelsprijzen. Intussen is de energiemarkt geliberaliseerd, waarbij gestreefd wordt naar efficiëntie en beslissingen op basis van transparante prijzen. Een vrijgemaakte markt biedt het ideale platform om bestaande activa zo efficiënt mogelijk te benutten. Of de vrijgemaakte markt ook investeringen in nieuwe capaciteit kan uitlokken – bijvoorbeeld om de aangekondigde sluiting van kerncentrales op te vangen – is een andere kwestie. In een landschap met veel hernieuwbare energie worden technologieën met een hogere marginale kost (zoals gascentrales) uit de markt geduwd en staan de groothandelsprijzen onder druk. Daardoor is er weinig appetijt om te investeren in nieuwe capaciteit. Tenzij de sluiting van oud kapitaal voldoende krapte doet ontstaan om hoge elektriciteitsprijzen uit te lokken. Maar acute krapte is absoluut niet welkom op de elektriciteitsmarkt vanuit een energiezekerheidsperspectief. De elektriciteitsmarkt is uniek in die zin dat steeds een perfect evenwicht tussen vraag en aanbod gegarandeerd moet worden. Zoniet dreigen er stroomonderbrekingen, met allerhande rampscenario's als gevolg. Aangezien politici niet graag de verantwoordelijkheid voor een black-out toegewezen krijgen, heeft elk land een beleid om energiezekerheid te kunnen garanderen. In België gebeurt dat o.a. via de strategische reserves. Die reserves worden achter de hand gehouden om een antwoord te bieden op acute schaarste, waardoor iedereen weet dat lange periodes met grote schaarste en zeer hoge prijzen in de praktijk niet mogelijk zijn. Daar bestaan goede argumenten voor, maar net het vooruitzicht van grote schaarste en hoge prijzen kan private investeringen uitlokken. Kortom, wat vandaag gebeurt in het energielandschap is sterk afhankelijk van

Europese en Belgische beleidskeuzes, waardoor de vrije marktwerking in hoge mate beperkt wordt. Wanneer Belgische politici die evolutie zouden willen omkeren om de vrije marktwerking ruimer te laten spelen – bijvoorbeeld om vervanginvesteringen voor de voorziene kernuitstap uit te lokken zonder subsidies – staan ze voor een bijzonder moeilijke opdracht.

Europese beleidskeuzes bepalen nieuwe technologische markten. Minder CO₂-uitstoot door transport opent de deur naar elektrische mobiliteit. De elektrische auto zal doorbreken, hoewel er nog grote onzekerheden bestaan, zoals de tijdige uitbouw van voldoende laadinfrastructuur. Het CO₂-beleid kan de markt voor warmtepompen sterk stimuleren, tenminste indien de gebruikte elektriciteit duurzaam geproduceerd wordt. Een hogere vraag naar elektriciteit door de transportsector en de huishoudelijke vraag naar warmte bieden opportuniteiten voor de elektriciteitsbedrijven die vandaag kampen met een zwakke vraag en lage marges. Maar wat als de batterijen van de elektrische auto's slim gekoppeld worden aan het elektriciteitsnet en door een slim algoritme op cruciale momenten systeemdiensten leveren, zodat enkele piekcentrales plots niet meer nodig zijn? Hoewel de vraag naar elektriciteit kan toenemen door e-mobiliteit, betekent dat niet dat elke producent of eigenaar van activa daardoor aan de kassa passeert. Die technologische evoluties hebben vandaag nog geen grote impact, maar dat kan in 2030 wel zo zijn, zeker binnen bepaalde marktniches. Om het beleid *future-proof* te maken, pogen we enkele van die technologische trends of verwachtingen mee te nemen in onze analyse.

Aanpak; scenario-analyses

Om een wervend energieproject te kunnen lanceren en bovenstaande vragen te kunnen beantwoorden, is het nodig om modelmatig aan te tonen dat diverse beleidsdoelstellingen al dan niet verzoend kunnen worden. Vanuit een technologisch perspectief is immers veel mogelijk, zeker op lange termijn. De uitbouw van bijvoorbeeld een waterstofeconomie is mogelijk, maar het is niet duidelijk in welke mate de toekomstige markt uitkijkt naar de komst van waterstof. En een land zoals Duitsland kan effectief verder investeren in hernieuwbare energie, zodat die tegen 2050 80% of meer van de elektriciteitsconsumptie kan aanleveren. Aan dat project hangt wel een prijskaartje, en omwille van de grote overproductie van elektriciteit in de zomermaanden kan het voorbeeld niet zomaar gekopieerd worden door alle buurlanden. In de Belgische context geldt bovendien de problematiek van een ontoereikende productiecapaciteit bij de nucleaire phase-out zonder vervanginvesteringen. Ook de grootste tegenstanders van nucleaire energie erkennen dat de bevoorradingszekerheid eerst gegarandeerd moet zijn en dat dan pas de phase-out uitgevoerd kan worden.

In deze analyse beperken we het tijdsperspectief tot 2030 en presenteren we enkele mogelijke evoluties van het energielandschap. Elke evolutie wordt gevat in een welomschreven scenario of technologisch traject. We presenteren eerst een referentiescenario en vervolgens komen andere scenario's aan bod. We hebben geen voorkeur voor één specifiek scenario en hebben ook geen finaal oordeel over de wenselijkheid of haalbaarheid van elk scenario. De opzet is te komen tot een analyse van de mogelijkheid om diverse beleidsdoelstellingen samen te realiseren in zeer verschillende technologische landschappen. Zo kan uit de scenario-oefening blijken onder welke voorwaarden bepaalde doelstellingen al dan niet mogelijk zijn. Is het bijvoorbeeld noodzakelijk om extreem veel te investeren in hernieuwbare energie om de CO₂-impact van de kernuitstap te drukken? Kunnen we zonder gascentrales in een landschap met 25 000 MW weersafhankelijke hernieuwbare capaciteit? Hoe cruciaal is de import van elektriciteit voor een land als België? Is het veel goedkoper om elektriciteit te importeren in plaats van binnen België te investeren in nieuwe gascentrales die weinig gebruikt zullen worden? Zijn de batterijen van zeer veel elektrische auto's in 2030 nodig om essentiële systeemdiensten aan te bieden? Hoe belangrijk is het beperken van de vraag om de factuur en CO₂-uitstoot te drukken? Hoe belangrijk is het vermogen om de vraag te verschuiven in de tijd? Hebben we bijkomende biomassacentrales nodig? Hoe groot is de overproductie van hernieuwbare energie in de zomermaanden? Welke subsidiestromen zijn noodzakelijk om bepaalde beleidsdoelstellingen te realiseren?

Het antwoord op deze en vele aanverwante vragen is afhankelijk van de technologische context. Aangezien we vandaag het energielandschap in 2030 niet eenduidig in kaart kunnen brengen, biedt een scenario-oefening op basis van diverse landschappen alvast een goede vertrekbasis.

Om de discussie over onze mogelijke energietoekomst te oriënteren en transparant te maken, presenteren we dus eerst de mogelijke evolutie van ons elektriciteitssysteem in een referentiescenario waarbij de energiezekerheid gegarandeerd wordt bij de huidige timing van de phase-out. Dat betekent dat de phase-out effectief wordt uitgevoerd en dat bepaald wordt welke vervanginvesteringen nodig zijn om energiezekerheid te kunnen garanderen. We becijferen in een eerste stap die behoefte aan vervanginvesteringen zonder een uitspraak te doen over welke maatregelen of mechanismen nodig zijn om de vervanginvesteringen effectief uit te lokken. Het garanderen van energiezekerheid gebeurt aan de hand van een probabilistische inschatting van het aantal uren per jaar waarin de vraag naar elektriciteit niet gevolgd kan worden door de productie uit eigen activa in combinatie met de invoer van elektriciteit. Tijdens die uren is er geen energiezekerheid, wat niet betekent dat het systeem totaal uitvalt. Via diverse noodprocedures kan in vele gevallen een nakende black-out vermeden worden.

Het referentiescenario vertrekt van eerder plausibele veronderstellingen inzake de evolutie van hernieuwbare capaciteit tussen vandaag en 2030 en onderzoekt dan de behoefte aan controleerbare productiecapaciteit of *firm capacity* om

de phase-out mogelijk te maken. Gascentrales en biomassacentrales zijn goede voorbeelden van technologieën die als controleerbare capaciteit kunnen fungeren. In het referentiescenario houden we ook rekening met de komst van de elektrische auto, met extra investeringen in het flexibiliseren van de vraag, met (beperkte) investeringen in stationaire batterijen, met een hogere mogelijke invoer van elektriciteit en met een beperkte ontwikkeling van een slim elektriciteitsnet. Al die hypothesen leiden tot een vraag naar elektriciteit en een evoluerend productiepark dat geëvalueerd zal worden vanuit een energiezekerheidsperspectief. Indien de vraag altijd gevolgd kan worden, is er geen risico en is er ook geen behoefte aan bijkomende controleerbare capaciteit of *firm capacity*. Indien er wel vele uren zijn met een ontoereikend aanbod van elektriciteit, is bijkomende capaciteit noodzakelijk. Het model is zo gebouwd dat we kunnen kwantificeren welke investeringen in *firm capacity* eventueel nodig zijn in dit referentiescenario, wat hiervan de factuur is en welke impact het scenario heeft op de evolutie van de CO₂-uitstoot bij de productie van elektriciteit zonder de kerncentrales.

Een referentiescenario is nuttig om een debat te oriënteren, maar we hebben in geen enkel opzicht de ambitie om de toekomst te voorspellen. Om het debat te verbreden, onderzoeken we naast dit referentiescenario ook een alternatief en een radicaal scenario. In die scenario's hanteren we eerder techno-optimistische veronderstellingen. Er komen daarbij o.a. meer investeringen in efficiëntere hernieuwbare productietechnologieën, de elektrische auto wordt sneller een groter succes, de invoercapaciteit stijgt, het elektriciteitsnet wordt echt intelligent en we kunnen een groter aandeel van de vraag gaan flexibiliseren. In de drie bovenvermelde scenario's zijn alle kerncentrales gesloten na 2025. Elk scenario laat toe de behoefte aan *firm capacity* en andere beleidsrelevante kwesties kwantitatief toe te lichten. De mogelijkheid bestaat echter dat in 2030 nog een deel van de nucleaire capaciteit gebruikt wordt. Hoe langer getalmd wordt met maatregelen om de nucleaire phase-out mogelijk te maken, hoe waarschijnlijker het is dat enkele kerncentrales tot 2035 of later gebruikt zullen worden. We komen dan terecht in een nucleair scenario, naast de drie andere scenario's zonder kerncentrales in 2030. We vergelijken voor die vier scenario's vervolgens de behoefte aan investeringen in *firm capacity*, de totale economische kost en de impact op de CO₂-uitstoot, waarbij telkens de bevoorradingszekerheid gegarandeerd wordt. De relatieve voor- en nadelen per scenario staan centraal in die vergelijking.

Zoals eerder vermeld, hebben we geen voorkeur voor één specifiek scenario. Ook de haalbaarheid of wenselijkheid van de scenario's evalueren we niet. Elk scenario heeft voor- en nadelen die bovendien afhankelijk zijn van het gehanteerde tijdsperspectief. In onze modeloefening tot 2030 leidt het verlengen van de levensduur van een deel van de kerncentrales per definitie tot een kostenbesparing, omdat daardoor minder geïnvesteerd moet worden in nieuwe vervangcapaciteit. Op lange termijn moeten de kerncentrales toch gesloten worden, zodat later werk gemaakt dient te worden van vervangcapaciteit. Die behoefte aan vervang-

capaciteit tegen pakweg 2040 of 2045 kennen we niet, evenmin als de investeringskost ervan. Velen verwachten dat tegen dan meer efficiënte centrales beschikbaar zullen zijn, maar ook de elektriciteitsvraag kan zo sterk dalen dat die efficiënte centrales zeer weinig gebruikt worden, met een hoge kapitaalkost per geproduceerde MWh als gevolg. Een ander tijdsperspectief kan dus leiden tot andere conclusies met andere onzekerheden. We zijn echter van mening dat een analyse tot 2030 volstaat om beleidsmakers te informeren over afwegingen bij belangrijke keuzes die gemaakt moeten worden op korte en middellange termijn. Hopelijk kan deze analyse inspireren tot het ondersteunen van een wervend project.

Scenario-analyse of optimalisatiemodel?

Het presenteren van diverse landschappen via scenario's biedt een breed en gevarieerd perspectief op een complexe en veranderende realiteit. Scenario-analyses hebben natuurlijk ook nadelen. Zo kunnen net de meest onwaarschijnlijke scenario's veel aandacht krijgen, terwijl de meer plausibele scenario's onderbelicht blijven. Een heikel punt betreft de selectie van de scenario's. Waarom worden andere mogelijke scenario's niet besproken? Zo kan het zijn dat er naast de gepresenteerde scenario's een nog veel efficiënter scenario of toekomsttraject bestaat met grote voordelen. Om dat laatste probleem van een analyse op basis van suboptimale scenario's te verhelpen, kan in principe gewerkt worden met een optimalisatiemodel. Via een optimalisatiemodel kan o.a. de kostenefficiënte invulling van bepaalde beleidsdoelstellingen worden berekend. Het optimalisatiemodel zal berekenen welke combinatie van activa optimaal is, terwijl die combinatie in scenario-oefeningen als exogeen wordt opgelegd. In de Europese context gebeuren heel wat optimalisatie-oefeningen op basis van bekende modellen zoals PRIMES of TIMES. We zijn van mening dat scenario-analyses net complementair zijn aan optimalisatiemodellen. Optimalisatiemodellen hebben immers ook grote beperkingen. Zo veronderstellen zowat alle optimalisatiemodellen dat alle economische agenten beschikken over perfecte informatie – d.w.z. dat ze alle huidige en toekomstige prijzen en kosten kennen – en zonder enige barrière alle optimaliserende investeringen kunnen maken. In de praktijk heeft niemand alle informatie en is elk gedrag onderhevig aan beperkingen. Die assumpties zijn echter nodig voor het optimalisatiemodel, omdat anders geen kostenefficiënt traject becijferd kan worden. Een gevolg van die assumpties is wel dat zowat alle optimalisatie-oefeningen voor de Europese context concluderen dat er een enorm potentieel bestaat

om de vraag naar energie bij de gezinnen op een kostenefficiënte manier te verminderen door het residentiële gebouwenpark ingrijpend te renoveren. Het model veronderstelt vervolgens dat al deze investeringen gebeuren tegen 2030, zodat de vraag naar energie sterk daalt, waardoor minder energiediensten geproduceerd moeten worden en de kost van de energietransitie beperkt blijft. In de realiteit is er een groot onderscheid tussen het theoretische potentieel aan kostenefficiënte maatregelen en het verzilveren van dit potentieel. Wie stelt dat het energieverbruik van de Belgische gezinnen sterk zal dalen tegen 2030 moet goed beseffen dat we al 30 jaar benadrukken dat er een groot potentieel tot energie-efficiëntie is, maar dat jaarlijks minder dan 1% van de bestaande woningen gerenoveerd wordt. En slechts een deel van die renovaties betreft ingrijpende energetische renovaties... Bizar dat we dat enorme potentieel laten liggen. Dat is jammer, want 33% van de Belgische woningen is gebouwd vóór 1945 en slechts 22% van de woningen is gebouwd na 1981. Bovendien zorgen de doorgevoerde renovaties niet voor een spectaculaire daling van het energieverbruik, omdat daartoe een combinatie van ingrijpende maatregelen nodig is waardoor de gerenoveerde woning dikwijls enige tijd niet bewoonbaar is. In de praktijk blijven de meeste energetische renovaties beperkt tot het plaatsen van dakisolatie, dubbele glazen of nieuwe verwarmingstechnologie. Ook blijkt uit empirische analyses dat de werkelijke energiebesparing na het doorvoeren van bovenvermelde renovatie-investeringen vaak aanzienlijk lager uitvalt dan de verwachte besparing. Het toenemende besef van de kloof tussen theoretische en werkelijke energiebesparing ligt overigens aan de basis van discussies over de wijziging van de Europese wetgeving inzake de energieprestaties van bestaande gebouwen. Wie vandaag optimalisatie-oefeningen van 1995 of 2000 voor de periode 2015–2020 consulteert, zal vaststellen dat in de realiteit niet alleen het streven naar kostenefficiëntie bepaalde evoluties verklaart. We leven vandaag niet in de kostenefficiënte technologische omgeving die eerder gemodelleerd werd. Het lijkt er eerder op dat we net een voorkeur hebben voor minder kostenefficiënte evoluties, zoals bijvoorbeeld massaal investeren in zonnepanelen, terwijl die nog zeer duur zijn. Kortom, optimalisatie-oefeningen bieden zeer interessante conceptuele resultaten die met de nodige omzichtigheid vertaald kunnen worden in beleidsaanbevelingen. Dat geldt ook voor scenario-oefeningen. We menen dan ook dat scenario-analyses best naast optimalisatie-oefeningen worden gelegd om een compleet beeld te bieden.

Een efficiënt elektriciteitssysteem laat toe om de vraag naar energiediensten altijd te volgen. Tussen vandaag en 2030 kan de vraag sterk of eerder beperkt wijzigen.

In onderstaande tabel maken we duidelijk welke hypothesen we inzake de totale vraag naar elektriciteit gehanteerd hebben in de vier scenario's voor 2030. De vraag naar elektriciteit stijgt in ons land al enkele jaren niet meer, maar het is niet zeker of de beperkte daling van de vraag een structurele trend wordt. Door het verwachte succes van de elektrische auto en het verder verspreiden van bijvoorbeeld warmtepompen kunnen we verwachten dat de totale vraag naar elektriciteit in de komende decennia zal stijgen. In het alternatieve scenario is de elektrische auto een groter succes dan in het referentiescenario, wat verklaart waarom de totale vraag naar elektriciteit er wat hoger is. We hebben ook een radicaal scenario waarbij de vraag naar elektriciteit aanzienlijk lager uitvalt dan in het referentie- en alternatief scenario, ondanks een groot aandeel van elektrische voertuigen in het wagenpark. Dat radicale scenario vraagt dus sterke verminderingen van de vraag naar elektriciteit in alle andere economische sectoren. Daarom is er nood aan sterke beleidsmaatregelen om de vraag te drukken. Die maatregelen kunnen een aanzienlijke kost met zich meebrengen, maar die is niet opgenomen in onze kostenanalyse.

Naast de evolutie van de totale vraag is vooral de evolutie van de piekvraag van groot belang. België kent een maximale vraag of piekvraag naar elektriciteit op koude winteravonden tussen 17 u. en 19 u. Enkele miljoenen huishoudens koken met alle verlichting aan, vele huishoudens gebruiken elektrische bijverwarming omwille van de lage temperaturen, smartphones worden opgeladen na thuiskomst, de avondspits van trein en tram loopt nog, een groot deel van de industrie is nog actief, de verlichting brandt nog volop bij de dienstenbedrijven, enz. Net die piekvraag bepaalt de totale behoefte aan activa in het elektriciteitsstelsel. Indien de piekvraag niet gevolgd kan worden door de productie, ontstaat een onevenwicht met frequentieverlies, knipperende lichten en mogelijk het begin van een black-out. Omdat niemand voor de komende winters de piekvraag kan voorspellen – er zijn soms winters met amper enkele vriesdagen – is het logisch dat elk land vele activa in dienst houdt die relatief weinig gebruikt worden. Ons land werkt met strategische reserves die geactiveerd kunnen worden tijdens een koudegolf. Blijft de winter mild, dan worden de strategische reserves niet geactiveerd. Bepaalde centrales die deel uitmaken van de strategische reserves – veelal oude gascentrales zonder stoomturbine of met een open cyclus (OCGT) – zijn dus stand-by maar worden nooit 'gebruikt'. De factuur van die laatste centrales wordt wel gesocialiseerd in de component 'netwerk' van de elektriciteitsfactuur. De consument heeft het recht op energiezekerheid, maar bij voorkeur aan de laagste kost. Indien het mogelijk zou zijn om de vraag naar elektriciteit tijdens de potentiële piekmomenten dermate te verschuiven dat het niet nodig is om dure centrales operationeel te houden – om die vervolgens zeer uitzonderlijk te gebruiken –, kan de totale kost van het elektriciteitsstelsel dalen. En wanneer de vraag naar elektriciteit ook op andere momenten in de tijd verplaatst kan worden, kunnen andere systeemvoordelen gerealiseerd worden. Het verplaatsen in de tijd van de

vraag is dikwijls eenvoudig. Zo kunnen gezinnen in functie van bepaalde informatiestromen beslissen om de afwasmachine niet aan te zetten om 19 u., maar pas om 23 u. Diepvriezers kunnen vandaag al zo geprogrammeerd worden dat ze nooit koelen tijdens de avondspits in de winter. Een alternatief is het plaatsen van een interface tussen de diepvriezer en het net, waardoor de activiteit van de diepvriezer gestuurd wordt in functie van systeembehoeften. Die laatste optie vereist een sterk informatiesysteem om de systeembehoeften te vertalen in kleinschalige acties bij zeer veel kleine consumenten. Bemerkt dat het verplaatsen van de vraag in de tijd niet impliceert dat de totale vraag daalt. Wie de afwasmachine tijdens een winterprik later aanzet, geniet van dezelfde energiediensten, maar heeft wel een bescheiden bijdrage geleverd tot het temperen van de piekvraag.

In Tabel 1.1 presenteren we onze assumpties over de evolutie van de vraag en piekvraag in de verschillende scenario's. Ook de andere assumpties, zoals alle productiecapaciteiten – behalve die van de gascentrales die we achteraf becijferen –, worden in de tabel samengevat en verder besproken.

Tabel 1.1: Vier toekomstbeelden; vraag en beschikbare capaciteiten

	2016	REF 2030	NUC 2030	ALT 2030	RAD 2030
Totale vraag (TWh)	86,0	91,1	91,1	92,4	76,3
Piekvraag (MW)	13 750	14 750	14 750	15 000	11 433
Nucleaire capaciteit (MW)	5 927	0	3 913	0	0
Zonnepanelen (MW)	3 200	5 326	5 326	7 326	13 431
Windturbines (MW)	2 429	6 225	6 225	8 225	11 345
<i>Variabele hernieuwbare cap. (MW)</i>	<i>5 629</i>	<i>11 551</i>	<i>11 551</i>	<i>13 551</i>	<i>24 776</i>
Biomassacentrales (MW)	1 258	2 463	1 213	2 463	1 213
WKK (MW)	1 938	1 318	1 318	1 318	1 318
Gascentrales CCGT (MW)	3 042				
Gascentrales OCGT (MW)	778			?	
Importcapaciteit, nominaal (MW)	4 500	9 000	9 000	9 000	9 000
Gemiddelde import (MW)	1 100	2 700	2 700	3 500	3 500
# Elektrische voertuigen (totaal)	4 368	517 603	517 603	929 923	2 000 357
<i>% slim aangesloten</i>	<i>0%</i>	<i>38%</i>	<i>38%</i>	<i>49%</i>	<i>65%</i>
Flexibele vraag (vermogen in MW)	826	1 600	1 600	2 000	2 500
Flexibele vraag (duur in h)	5	5	5	8	8

In het radicale scenario veronderstellen we dat zowel de totale vraag als de piekvraag aanzienlijk lager uitvalt dan in het referentie- en alternatieve scenario. Daardoor zijn minder activa nodig om elektriciteit te produceren. Indien minder gascentrales nodig zijn, daalt de CO₂-uitstoot van de elektriciteitsproductie. Daarbij moet worden opgemerkt dat in theorie alle CO₂-uitstoot door gascentrales vermeden kan worden door ze te voorzien van koolopvang- en koolopslagtechnologieën (*Carbon Capture and Sequestration* of CCS). We veronderstellen echter dat die technologie niet vóór 2030 operationeel zal zijn in ons land. Vooreerst zijn er nog steeds technische pijnpunten bij die technologieën, maar vooral zou door het gebruik ervan het al zeer problematische rendement van gascentrales nog verder onder druk komen. Alleen met nieuwe subsidiestromen kan CCS-technologie eventueel overwogen worden.

Wanneer we elektriciteit importeren, vermindert de behoefte aan productieve activa in ons land. Import is een attractieve optie omdat daardoor dure centrales (die bovendien relatief weinig gebruikt worden) vermeden kunnen worden. We kunnen echter alleen importeren wanneer het buitenland beschikt over overcapaciteit. Tijdens een koudegolf is het dikwijls tegelijkertijd zeer koud in België *en* in de buurlanden, zodat rekenen op een hoge import van elektriciteit tijdens de kritieke momenten aan risico's onderhevig is. In ons modelwerk houden we rekening met de bestaande en toekomstige nominale of technische importcapaciteit, maar veronderstellen we dat de beschikbare importcapaciteit variabel is binnen vooropgestelde grenzen. Indien bijvoorbeeld in 2030 de totale nominale importcapaciteit gelijk is aan 9 000 MW, dan betekent dat natuurlijk niet dat we op alle winteravonden gedurende enkele uren 9 000 MW elektriciteit kunnen importeren. De werkelijke import kan op een gegeven moment gelijk zijn aan 3 000 MW, maar die kan een half uur later terugvallen tot 500 MW of nog minder.

Door minder elektriciteit in het eigen land te produceren – als gevolg van een relatief hoge invoer of door het drukken van vooral de piekvraag – kan de CO₂-uitstoot lager uitvallen. Dat is voor ons land een belangrijk element, omdat de kernuitstap net een belangrijke koolstofarme productiecapaciteit uit de markt haalt. Als een deel ervan vervangen wordt door gascentrales, stijgt de uitstoot van CO₂. Dat is niet alleen problematisch voor het realiseren van onze nationale CO₂-doelstellingen, maar het zet ook het ecologische rendement van de elektrische auto onder druk. Het huidige nucleaire park biedt een productiecapaciteit van bijna 6 000 MW. In 2030 is de capaciteit in principe niet meer aanwezig als gevolg van de phase-out. Omdat het niet zeker is dat tegen dan alle nucleaire centrales effectief gesloten zijn, bekijken we de impact van een partiële phase-out in het nucleaire scenario.

Om de vraag naar elektriciteit te kunnen volgen bij een volledige of partiële nucleaire phase-out, is een andere capaciteit nodig. Vooreerst kunnen we gebruikmaken van de verwachte expansie van hernieuwbare productiecapaciteit. Zowel in het referentie-, nucleaire, alternatieve als radicale scenario verwachten we een

forse toename van de investeringen in windturbines en zonnepanelen tussen vandaag en 2030 (zie Tabel 1.1). Het radicale scenario gaat uit van de veronderstelling dat de weersafhankelijke hernieuwbare capaciteit in 2030 oploopt tot bijna 25 000 MW, wat meer is dan de totale productiecapaciteit van vandaag. In het referentie- en nucleaire scenario bedraagt de totale weersafhankelijke hernieuwbare capaciteit ongeveer 11 500 MW en in het alternatieve scenario loopt die capaciteit op tot 13 500 MW. De geïnstalleerde capaciteit van weersafhankelijke of variabele hernieuwbare productie in die scenario's sluit aan bij visies die terug te vinden zijn in de internationale literatuur. Alleen de veronderstelde capaciteit in het radicale scenario wijkt sterk af van gehanteerde waarden in de literatuur. Het radicale scenario is zonder meer radicaal.

De weersafhankelijke variabele capaciteit zal elektriciteit produceren in functie van het weer. Zonder wind produceren de windturbines niet maar moet de vraag naar elektriciteit nog steeds worden gevolgd. De optimale windomstandigheden kunnen ook samenvallen met periodes met een lage vraag, zodat de economische waarde van de windenergie zeer laag is. Omwille van de zeer lage marginale kost van de productie uit weersafhankelijke technologieën – niet te verwarren met de totale productiekost over de levenscyclus van die activa die later aan bod komt – wordt deze output altijd in het elektriciteitsnet geïnjecteerd, waardoor duurdere productiealternatieven uit de markt worden geduwd. Vooral gascentrales met een relatief hoge marginale kost zullen in functie van de vraag uit de markt geduwd worden door de hernieuwbare productie. Voor elk moment van de dag geldt dat het verschil tussen de totale vraag naar elektriciteit en de productie uit weersafhankelijke productietechnologieën ingevuld moet worden door controleerbare productiecapaciteit of *firm capacity*. Voor die overblijvende vraag of *residual demand* wordt een combinatie van technologieën gebruikt, zoals gascentrales, biomassacentrales, waterkrachtcentrales en nucleaire centrales. In landen zoals Duitsland met nog steeds veel steenkool- en bruinkoolcentrales worden die zeer vervuilende technologieën gebruikt voor het volgen van de *residual demand*. Aangezien de nucleaire centrales in België gesloten zullen worden – met uitzondering van het nucleaire scenario –, zal een combinatie van vooral gas- en biomassacentrales fungeren als de ruggengraat van ons elektriciteitssysteem. Momenteel worden biomassacentrales gesubsidieerd omdat alleen al de kost van de biobrandstof – veelal houtpellets – hoger is dan de marktwaarde van de geproduceerde elektriciteit. Een eventuele expansie van de biomassacapaciteit zal afhankelijk zijn van de evolutie van subsidiemechanismen. Gascentrales kampen vandaag met een problematische rendabiliteit als gevolg van de lage elektriciteitsprijzen, zodat een forse expansie van het aantal gascentrales in de huidige marktomgeving niet realistisch is. Later bespreken we de te verwachte evoluties van de groothandelsprijzen voor elektriciteit in Centraal- en West-Europa (CWE) onder diverse assumpties inzake de evolutie van de vraag, de geplande phase-outs van oud kapitaal in België en de buurlanden, en de CO₂-prijs tegen 2030. Alleen als de groothandels-

prijzen sterk stijgen, zullen private investeerders nieuwe projecten overwegen. Bij eerder stabiele prijzen tussen vandaag en 2030 zal niet worden geïnvesteerd. Het zou dus kunnen dat ook voor (nieuwe) gascentrales op relatief korte termijn subsidiemechanismen noodzakelijk zijn om nieuwe investeringen uit te lokken. Die problematiek wordt later verder toegelicht.

Het grote vraagteken in bovenstaande tabel verwijst naar de noodzakelijke capaciteit aan gascentrales die nodig is om de vraag naar elektriciteit altijd te kunnen volgen. Die vraag is sterk variabel, net zoals de productie uit de weersafhankelijke of variabele hernieuwbare productietechnologieën. Om de behoefte aan *firm capacity* correct te kunnen inschatten, hebben we een probabilistisch model ontwikkeld dat afdoende rekening kan houden met alle relevante onzekerheden. Dat model simuleert voldoende toekomstmogelijkheden om representatieve resultaten te genereren.

We lichten de gebruikte modeloefening in het volgende deel uitgebreid toe. De samenstelling van het productiepark en van ‘pseudocapaciteit’, zoals invoer, DSM en opslagcapaciteit, krijgt hierbij de nodige aandacht. Daarna bespreken we de resultaten van de modeloefeningen. Daarbij pogen we de kernvragen die eerder in deze inleiding geformuleerd zijn, te beantwoorden. Die antwoorden leiden onze conclusies en beleidsaanbevelingen in.

2



Toelichting modeloefening en assumpties

Centraal in onze analyse staat de vraag welke investeringen aan *firm capacity* per scenario in de komende jaren noodzakelijk zijn om in ons land de bevoorradingszekerheid te garanderen. In elk scenario veronderstellen we een combinatie van activa en import die we in een *dispatching*-model afwegen tegenover de variabele vraag naar elektriciteit. Een *dispatching*-model combineert verschillende activa of technologieën op een efficiënte wijze om op elk moment de vraag naar elektriciteit te kunnen volgen. Elk onevenwicht tussen vraag en aanbod moet immers vermeden worden. We onderzoeken daarbij of de aanwezige activa toelaten om de vraag naar elektriciteit voor elk kwartier in het jaar al dan niet te volgen. In het *dispatching*-model gebruiken we altijd eerst de goedkoopste technologieën en houden we rekening met de kenmerken van elke technologie (bijvoorbeeld inzake flexibiliteit). Door te werken met een *dispatching*-model weten we hoelang en hoeveel elke beschikbare technologie in de loop van een jaar elektriciteit heeft geproduceerd, wat belangrijk is om de economische rendabiliteit, maar ook de ecologische impact per technologie, in kaart te brengen.

Indien uit de modeloefening blijkt dat de bestaande activa toelaten om de vraag altijd te volgen, dan zijn geen bijkomende activa nodig. Indien de vraag in de loop van een jaar niet altijd gevolgd kan worden – wat betekent dat er te veel momenten zijn met een ontoereikende productie en import –, is er een behoefte aan bijkomende controleerbare productiecapaciteit. In de praktijk is wellicht een combinatie van klassieke gascentrales (*combined cycle gas turbines* of CCGT's) en piekcentrales (*open cycle gas turbines* of OCGT's) wenselijk om de kloof tussen vraag en aanbod te dichten. Het model laat toe om de investeringsbehoefte en de kostprijs ervan te kwantificeren. Ook becijfert het de te verwachten CO₂-uitstoot per scenario. Zoals reeds vermeld, zijn de belangrijke bouwstenen van dit model de elektriciteitsvraag en de variantie ervan over het jaar, de samenstelling van het productiepark, maar ook de importcapaciteit, het aanbod van opslagtechnologie en het aandeel van elektrische voertuigen in het wagenpark (EV's).

Voor elk van die elementen werd onderzocht hoe ze zouden kunnen evolueren tussen vandaag en 2030, en wat daarvan de gevolgen zouden zijn. Aangezien zeer verschillende evoluties mogelijk zijn, werken we met verschillende scenario's of mogelijke toekomstbeelden. In elk scenario wordt in de eerste plaats gekeken naar de gevolgen van bepaalde ontwikkelingen op de bevoorradingszekerheid, de totale kost en de CO₂-impact. Zoals eerder vermeld, staat het referentiescenario in contrast met het alternatieve en zeker met het radicale scenario. Hieronder bespreken we de voornaamste elementen en de overeenkomstige assumpties die deel uitmaken van de modeloefeningen.

Elektriciteitsvraag

Een belangrijke assumptie in het simulatiemodel is de evolutie van de totale binnenlandse vraag en de piekvraag. De voorbije jaren kon een dalende trend van de totale vraag naar elektriciteit worden vastgesteld. De oorzaak ervan is driedelig. Traag economisch herstel na de financiële crisis, stimulerende beleidsmaatregelen inzake energie-efficiëntie en de toenemende relocatie van energie-intensieve sectoren naar de *emerging markets*. Hoewel een deel van de dalende elektriciteitsconsumptie als structureel kan worden beschouwd, kan de toenemende elektrificatie – door een aanwakkerende penetratie van elektrische vervoersmiddelen en warmtepompen – de vraag naar elektriciteit stimuleren op middellange termijn. Verder is het ook plausibel dat sommige energie-intensieve sectoren – waarbij ‘*time-to-market*’ cruciaal is – op middellange termijn hun gedelokaliseerde bedrijfsactiviteiten terug naar de thuismarkt verplaatsen doordat intelligente en goedkope robots de plaats kunnen innemen van laaggeschoolde fabrieksarbeiders. Omwille van die ontwikkelingen is het realistisch te stellen dat de vraag naar elektriciteit meer dan waarschijnlijk niet constant blijft tussen vandaag en 2030. De gehanteerde projecties voor de totale vraag en de piekvraag worden voor alle scenario’s weergegeven in Figuren 2.1 en 2.2. Daarbij veronderstellen we dat in de meeste scenario’s de toenemende elektrificatie en penetratie van elektrische wagens zorgen voor zowel een stijging van de piekvraag als de totale vraag naar elektriciteit. Dat is in lijn met de verwachtingen van heel wat marktspelers. Een uitzondering daarop is het radicale scenario met een dalende vraag ondanks een forse toename van het aantal elektrische auto’s. Radicale ontwikkelingen op het vlak van energie-efficiëntie en slimme technologieën liggen aan de basis daarvan en overstijgen de toenemende elektriciteitsvraag afkomstig van het sterk uitgebouwde elektrische wagenpark. De kostprijs van al die ontwikkelingen die leiden tot een lagere vraag laten we in onze analyse buiten beschouwing.

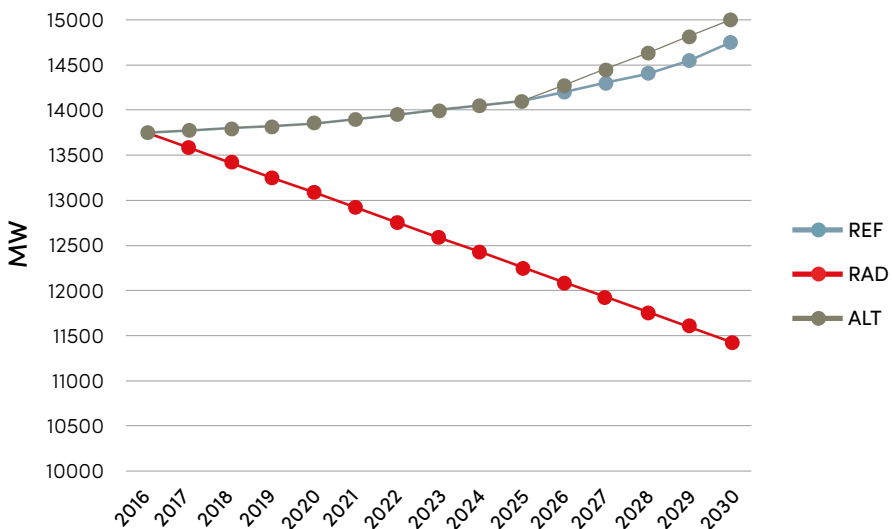
In het referentiescenario wordt aangenomen dat tegen 2030 de totale vraag naar elektriciteit afvlakt doordat het beleid inzake energie-efficiëntie zich verder ontplooit. In het alternatieve scenario daarentegen is dat niet voldoende om de toegenomen elektrificatie van het transport te compenseren en zet de stijgende trend zich verder. Ook de evolutie van de piekvraag wordt in het alternatieve scenario licht hoger ingeschat als gevolg van een sterkere penetratie van elektrische voertuigen t.o.v. het referentiescenario.

We beschikken over gedetailleerde gegevens omtrent de vraag (of *load data*) van twaalf volledige jaren (2005 t.e.m. 2016), waarbij de evolutie van de vraag naar elektriciteit wordt weergegeven per kwartier. Die beschikbare vraagdata worden bij het simuleren van een bepaald jaar (bv. 2030) aangepast aan de overeenkomstige projecties betreffende de totale vraag (in TWh) en de piekvraag (in MW). De aanpassing gebeurt proportioneel; als we veronderstellen dat de vraag

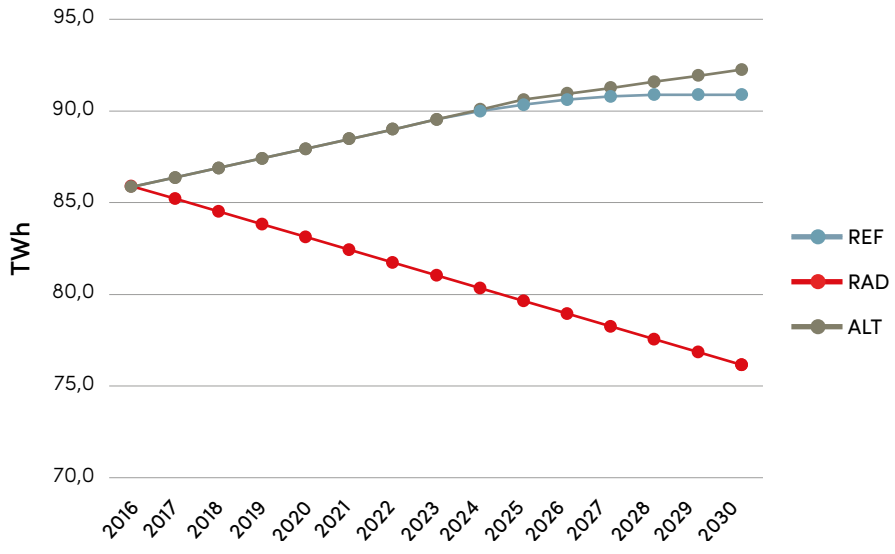
op jaarbasis stijgt met $x\%$, dan wordt die toename min of meer gelijkmatig door- gerekend in de jaarlijkse variabiliteit van de vraag. We veronderstellen dus nooit dat de toename van de vraag zich bijvoorbeeld alleen voordoet in de wintermaanden of dat de vraag alleen sterk stijgt in de winter en sterk daalt in de zomer (of omgekeerd).

De aangepaste vraagdatasets worden afwisselend in het model gebracht om te testen of een bepaalde *model set-up* – d.i. een combinatie van activa om elektriciteit te produceren, opslag, vraagflexibiliteit en import – robuust genoeg is voor het garanderen van de bevoorradingszekerheid bij verschillende vraagprofielen. Concreet betekent dat dat we nagaan of de beschikbare activa in combinatie met invoer en DSM het mogelijk maken om in de loop van één kalenderjaar de variabele vraag naar elektriciteit te volgen. Daartoe berekent het model voor ieder kwartier het beschikbare aanbod van elektriciteit en vergelijkt het dat met de geprojecteerde vraag. Indien blijkt dat bepaalde vraagprofielen – bv. jaren met vele aaneensluitende dagen met een zeer hoge elektriciteitsvraag en amper wind – tot grote problemen leiden voor de bevoorradingszekerheid, wordt de beoogde *set-up* – in het bijzonder het productiepark – aangepast tot die problemen zijn weggewerkt. Concreet voegt het model *firm capacity* toe aan de al bestaande capaciteit indien die ontoereikend blijkt te zijn om de vraag te volgen. De daarbij gebruikte beslissingsregel op basis van het aantal LOLE-uren of uren met een ontoereikend aanbod van elektriciteit wordt verder toegelicht. Pas wanneer de nieuwe *set-up* met toegevoegde capaciteit toelaat om de vraag te volgen, stopt het model met het toevoegen van extra capaciteit.

Figuur 2.1: Evolutie van de piekvraag (MW) in de verschillende scenario's



Figuur 2.2: Evolutie van de totale elektriciteitsvraag (TWh) in de verschillende scenario's



Een lagere vraag door energie-efficiëntie: essentieel, maar waar zijn de laaghangende vruchten?

Energie-efficiëntie staat centraal in vele debatten rond toekomstige energiescenario's. Volgens velen moet er in de eerste plaats ingezet worden op het besparen van energie, aangezien elke eenheid niet-geproduceerde energie zowel een bepaalde productiekost als een bepaalde CO₂-uitstoot vermijdt. De effectiviteit van het energie-efficiëntiebeleid dat de totale hoeveelheid geconsumeerde elektriciteit (in TWh/jaar) wil verlagen, is echter onderhevig aan diverse varianten van marktfalen. Zo kan de huurder van een woning niet zomaar eisen dat de eigenaar ingrijpende renovatiewerken – inclusief het vernieuwen van de verwarmingstechnologie en alle verlichtings-apparatuur – doorvoert om de energie-efficiëntie van de huurwoning sterk te verhogen. Zelfs wanneer de eigenaar ertoe bereid zou zijn – wat impliceert dat hij of zij de renovatiekosten kan verrekenen in de huurprijs – kunnen praktische problemen dergelijke renovatiewerken bemoeilijken. Indien de woning door de renovatiewerken enkele weken of maanden niet bewoonbaar is, moet de verhuurder een alternatief voorzien, wat andermaal kostenimplicaties heeft. Een andere belangrijke barrière voor het efficiëntiebeleid is het gevolg van een gebrek aan investeringskapitaal. Veel

eigenaars van relatief oude woningen weten maar al te goed dat ze energie kunnen besparen door renovatiewerken maar kunnen die niet financieren. Hoe hoger de marktprijzen voor oude en inefficiënte woningen, hoe moeilijker ingrijpende renovaties op korte termijn kunnen worden gefinancierd en uitgevoerd. Die problematiek is het gevolg van verkeerde prijzen voor overgewaardeerd kapitaal. De bron van het probleem is een informatieprobleem; kandidaat-kopers kunnen de kostprijs van elementaire en ingrijpende renovatie-investeringen dikwijls niet inschatten. Een oplossing voor het probleem kan worden gevonden in het verplichten van energie-audits bij de verkoop van bestaande woningen. Zodoende weet de kandidaat-koper welk renovatiebudget noodzakelijk is om de energieprestaties van de woning te verbeteren. Een dergelijke energie-audit kan natuurlijk de verkoopwaarde van oude woningen sterk drukken, zodat niet iedereen enthousiast zal reageren op die oplossing voor een belangrijke vorm van marktfalen.

Overheidssubsidies voor renovatie-investeringen door particulieren zijn geen efficiënte oplossing, want de facto is die subsidie een transfer naar de verkopers van de slechte woningen. De subsidies verhogen tevens de vermogensongelijkheid omdat alleen de modale en hogere inkomens kunnen investeren. En de meeste van de gesubsidieerde werken zouden ook uitgevoerd worden zonder de subsidies. Indien de overheid te veel geld heeft en renovatiewerken wil subsidiëren, lijkt een versnelde ingrijpende renovatie van bijvoorbeeld oude scholen meer opportuun. Daarnaast is er nog het *rebound effect*. Investeren in efficiëntere technologie zorgt voor een lagere gebruikskost per eenheid, waardoor de gebruiker zijn vraag naar energiediensten kan verhogen. Na een ingrijpende renovatie van een oude woning kan de bewoner kiezen voor een omgevingstemperatuur van 22 °C in plaats van 19 °C, omdat de hogere omgevingstemperatuur nu veel goedkoper kan worden voorzien. Een deel van de gerealiseerde besparing kan zo worden omgezet in een hogere vraag. Een ander voorbeeld is het verhogen van de afgelegde kilometers per jaar na de aanschaf van een zeer energiezuinige wagen. Vanuit macro-perspectief kan ook een ander effect op lange termijn spelen. Een lagere vraag naar energie door massale investeringen in efficiëntie kan leiden tot lagere energieprijzen bij een gelijkblijvend aanbod. Lagere energieprijzen kunnen leiden tot een verhoging van de vraag in andere economische sectoren. Het is dus niet zo eenvoudig om de impact van energie-efficiënte maatregelen op lange termijn in te schatten.

Bovenstaande voorbeelden maken geen onderscheid tussen energie en elektriciteit. Renovatiewerkzaamheden in een woning die al elektrisch verwarmd wordt, kunnen leiden tot een lagere vraag naar elektriciteit. Een ingrijpende renovatie waarbij de verwarmingstechnologie op basis van

stookolie of aardgas vervangen wordt door een warmtepomp zal leiden tot een toename van de vraag naar elektriciteit. Hetzelfde geldt voor het inruilen van een dieselwagen voor een elektrische auto. De toename van de vraag naar elektriciteit kan leiden tot een toename van de CO₂-uitstoot bij de productie van elektriciteit – zie verder – maar het is belangrijk om die verandering te vergelijken met de uitgespaarde CO₂-uitstoot door een lager gebruik van fossiele brandstoffen.

Naast een algemeen beleid inzake energie-efficiëntie kan het beleid zich specifiek richten naar het verlagen van de piekvraag. Het structureel verlagen van de Belgische piekvraag (in MW) hoeft niet noodzakelijk samen te gaan met een verlaging van de totale vraag (in TWh). Door de vraag op piekmomenten meer te spreiden over de tijd wordt het mogelijk om energie-zekerheid te realiseren met een kleiner maar efficiënter benut productiepark.

Productiepark

Inleiding

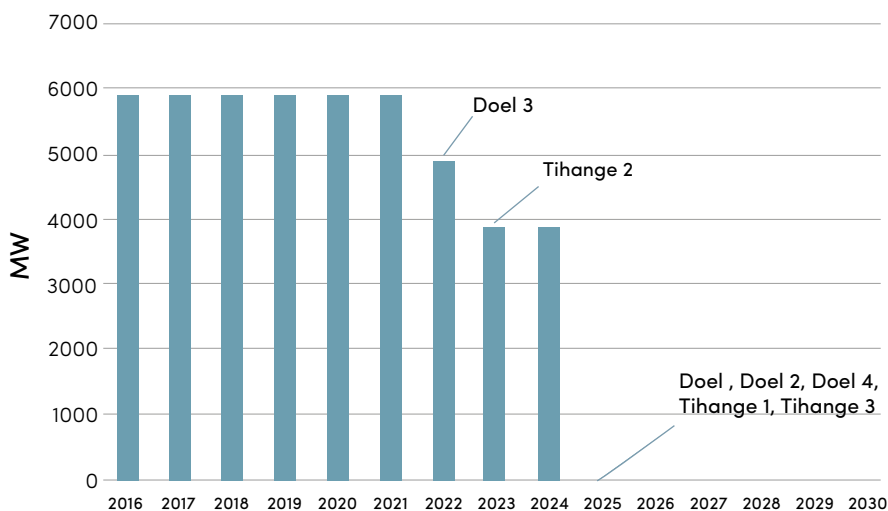
Momenteel beschikt België over een totale productiecapaciteit van ongeveer 20000 MW tegenover een piekvraag van ongeveer 13750 MW. Op papier beschikken we dus over meer dan genoeg activa om elektriciteit te produceren, zeker omdat de vraag dikwijls veel lager uitvalt dan de piekvraag. Een deel van het productiepark kan om diverse redenen niet beschikbaar zijn. Er is bijvoorbeeld geen wind of zon; er zijn onderhoudswerkzaamheden of technische problemen. Bovendien kunnen centrales omwille van economische redenen stilgelegd worden. Indien de marktprijzen lager zijn dan de marginale kosten, maakt de uitbater van een gascentrale vooral marginale verliezen en zal er niet geproduceerd worden. De centrale wordt dan niet gebruikt en kan eventueel tijdelijk gesloten worden tot het economische klimaat meer opportuniteiten biedt. In de volgende paragrafen bespreken we bondig de belangrijkste componenten van het productiepark.

Nucleair kapitaal

Ondanks de sterke opmars van hernieuwbare energietechnologieën maken conventionele elektriciteitscentrales voorlopig nog steeds een groot deel uit van het Belgische energiesysteem. Momenteel bestaat de *firm capacity* in ons land voor het grootste deel uit gas- en kerncentrales. Samen vertegenwoordigen die onge-

veer 45% van het totale productiepark. Desalniettemin zal dat park binnen tien jaar sterk gewijzigd zijn. In 2003 werd in ons land de wet inzake de kernuitstap door de regering-Verhofstadt goedgekeurd. Die wet houdt in dat België geen bijkomende kernreactoren mag bijbouwen en dat de bestaande kerncentrales – goed voor een productiecapaciteit van ongeveer 6 000 MW – binnen een bepaalde tijdspanne uit dienst moeten worden genomen. Recent werd die wet nog geamendeerd en keurde de federale regering de verlenging met tien jaar van de oudste kerncentrales (Doel 1 en Doel 2) goed. In principe zal nucleaire energie – nu nog goed voor 30% van het totaal geïnstalleerde productievermogen – na 2025 geen deel meer uitmaken van het Belgische productiepark. Dat wordt een grote uitdaging, omdat op vier jaar tijd bijna 6 000 MW aan controleerbare *baseload*-capaciteit uit het energiesysteem verdwijnt (zie Figuur 2.3).

Figuur 2.3: Evolutie van de nucleaire capaciteit volgens de huidige Belgische wetgeving (status 2017)



Gascentrales; CCGT en OCGT

In tegenstelling tot de evolutie van de nucleaire capaciteit – die omwille van de lage marginale kost en de beperkte flexibiliteit als gegeven wordt beschouwd in de verschillende scenario's – worden de toekomstige capaciteiten van gascentrales – CCGT of *combined cycle gas turbine* en OCGT of *open cycle gas turbine* –

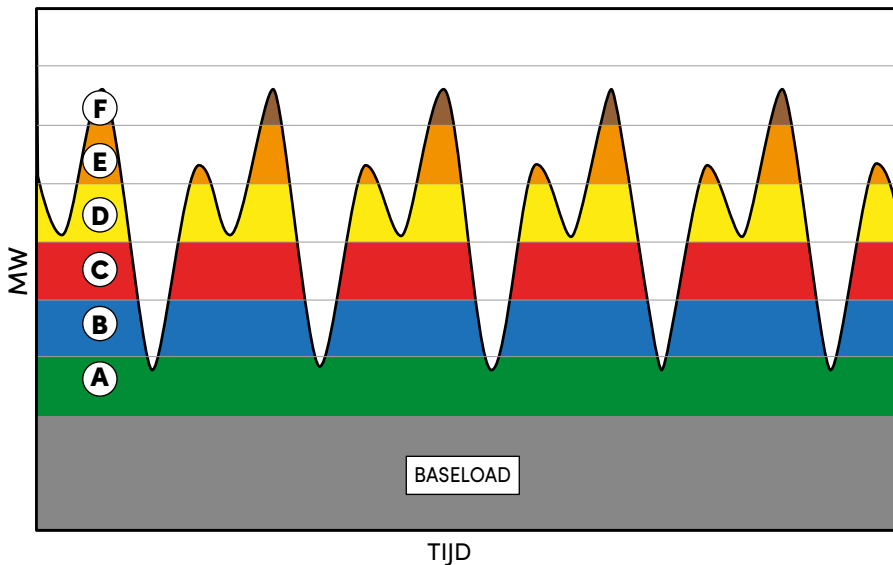
bepaald door het model.¹ In de eerste plaats wordt gekeken naar de huidige geïnstalleerde capaciteiten (CCGT + OCGT) en naar de te verwachten desinvesteringen wanneer oude gascentrales aan het einde van hun geplande gebruiksduur komen. Dat geldt niet alleen voor oude gascentrales, maar evenzeer voor oude biomassa- en WKK-centrales (warmtekrachtkoppeling). Algemeen wordt verwacht dat er heel wat oude capaciteit uit ons systeem zal verdwijnen tegen 2030 omwille van technische factoren. We veronderstellen in onze aanpak dat de aangekondigde of verwachte sluiting van oude centrales ook effectief zal worden uitgevoerd. Vertrekkende van die basis zal ons model nagaan in welke mate de resterende capaciteit het mogelijk maakt om de te verwachten vraag naar elektriciteit te volgen. We berekenen het aantal uren per jaar met een mogelijk tekort en vergelijken dat resultaat met de vooropgestelde doelstellingen inzake energiezekerheid. Bij te veel uren met een tekort voegt het model *firm capacity* toe in de vorm van investeringen in gascentrales om het aantal uren met een tekort onder de gehanteerde drempel inzake energiezekerheid te brengen. Het model levert dus een reeks aanbevolen geïnstalleerde capaciteiten op voor de toekomstige jaren, en dat voor elk gekozen scenario, gegeven de verschillende mogelijke evoluties van elementen zoals de investeringen in hernieuwbare capaciteit, de import van elektriciteit, het aantal EV's, de beschikbare batterijopslag, enz. Verder kan daaruit worden afgeleid in welke mate bijkomende investeringen in die technologieën noodzakelijk zijn tussen 2016 en 2030. Of een vorm van subsidies noodzakelijk is voor de investeringen in nieuwe gascapaciteit, komt later aan bod. Daarnaast worden ook de overeenkomstige werkingsuren van de geïnstalleerde gascapaciteit door het model berekend. Die output wordt uitvoerig besproken in de sectie 'Resultaten'.

De totale productiecapaciteit van CCGT's en OCGT's die wordt gekwantificeerd door het model bestaat zowel uit recente en zeer efficiënte centrales als relatief oude en meer vervuilende productie-eenheden. De nieuwste en dus efficiëntste centrales zullen in theorie lagere marginale kosten hebben en meer produceren dan oudere centrales. Om daarmee rekening te houden, werd de totale productiecapaciteit van CCGT- en OCGT-centrales ook onderverdeeld in verschillende tranches volgens aflopende efficiëntiegraad. Dat laat toe om de benutting van de gascentrales verder in detail te analyseren. De onderverdeling in tranches wordt geïllustreerd in onderstaande figuur. In die vereenvoudigde voorstelling zien we hoe de elektriciteitsvraag (zwarte lijn) wordt ingevuld door de combinatie van

1 CCGT-centrales zijn ontworpen om een hoog aantal uren per jaar te produceren. Ze produceren op een zo efficiënt mogelijke manier stroom uit de verbranding van gas, en vergen een heel grote kapitaalinvestering om te bouwen. OCGT-centrales daarentegen zijn een stuk minder kapitaalintensief. Die goedkopere centrales verbranden gas op een minder efficiënte manier, wat maakt dat hun marginale productiekost hoger ligt. Ze worden speciaal ontworpen en gebouwd om enkel op de momenten met de hoogste vraag naar elektriciteit kort en flexibel te produceren.

nucleaire *baseload*-productie (zie grijze balk) en de productie van gascentrales met een verschillende efficiëntiegraad (zie gekleurde balkjes). Het fluctuerende stroomverbruik van vier volledige dagen wordt afgebeeld, telkens met een hoge ochtendpiek, een nog hogere avondpiek en een dal in de nacht. Tranches A tot C geven de productie afkomstig van CCGT-centrales weer, waarbij de centrales in tranche A een hogere efficiëntiegraad hebben en dus meer produceren dan centrales in tranche C. De productie van OCGT's wordt voorgesteld door tranche D tot F, waarbij centrales in D efficiënter zijn en dus hogere productieniveaus bereiken dan centrales in segment F.

Figuur 2.4: Illustratief voorbeeld van de totale gasproductie die is onderverdeeld in verschillende tranches volgens de efficiëntiegraad



Biomassa en WKK

Hoewel biomassa wordt beschouwd als een vrij dure technologie, kan ze in belangrijke mate bijdragen tot de bevoorradingszekerheid en het behalen van de doelstellingen inzake hernieuwbare energie. In dit werk worden er geen significante uitbreidingsinvesteringen in biomassacentrales verondersteld voor de geplande kernuitstap in 2025. Desalniettemin kunnen na de kernuitstap additionele investeringen in biomassa noodzakelijk zijn met het oog op het behalen van de CO₂-doelstellingen op lange termijn. Zowel in het referentie- als alternatieve scenario veronderstellen we daarom dat de biomassacapaciteit in 2025 zal toenemen tot 2 677 MW, wat neerkomt op een bijkomende investering in 1 250 MW. In 2030 valt die capaciteit terug tot 2 463 MW in beide scenario's, vanwege de sluiting van

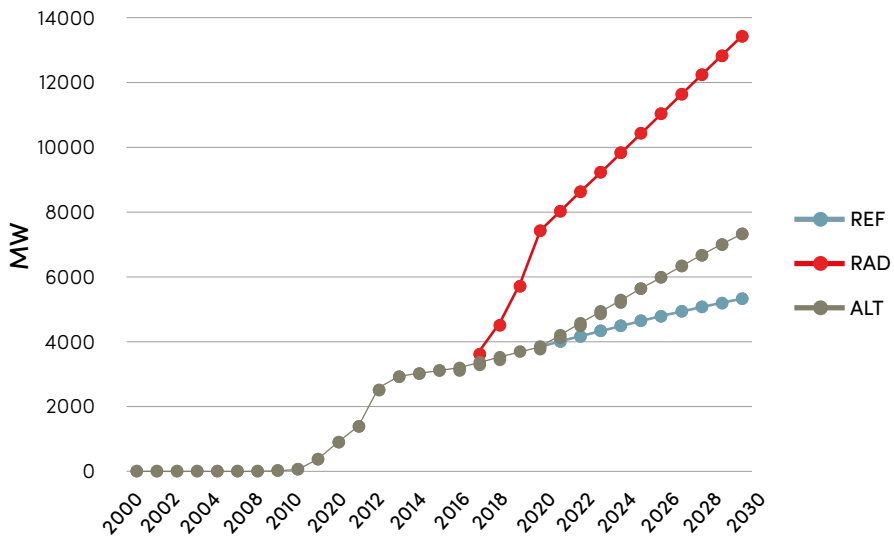
capaciteit die tegen dan het einde van zijn levensduur heeft bereikt. Het model veronderstelt dat de bijkomende investeringen in biomassa worden uitgelokt door de nodige subsidies. Het is immers zeer onwaarschijnlijk dat er zonder subsidies zou worden geïnvesteerd in biomassacentrales. In het radicale scenario laten we de assumptie dat er nog bijkomende investeringen komen in biomassa vallen, waardoor er na de kernuitstap geen capaciteit bij komt en we in 2030 overblijven met 1 213 MW.

WKK-installaties kregen tot voor kort een sterke ondersteuning via subsidies, wat maakt dat het Belgische elektriciteitssysteem over een zeer aanzienlijke WKK-capaciteit beschikt (1 938 MW in 2016). Er wordt echter verwacht dat de geïnstalleerde WKK-capaciteit na 2020 zal dalen, naarmate oude installaties het systeem verlaten en niet door nieuwe installaties vervangen worden vanwege de minder aantrekkelijke marktomstandigheden van vandaag. De resterende geïnstalleerde capaciteit bedraagt 1 318 MW in 2030 in alle scenario's. De WKK-capaciteit levert in al onze scenario's het hele jaar door een vaste productie van elektriciteit.

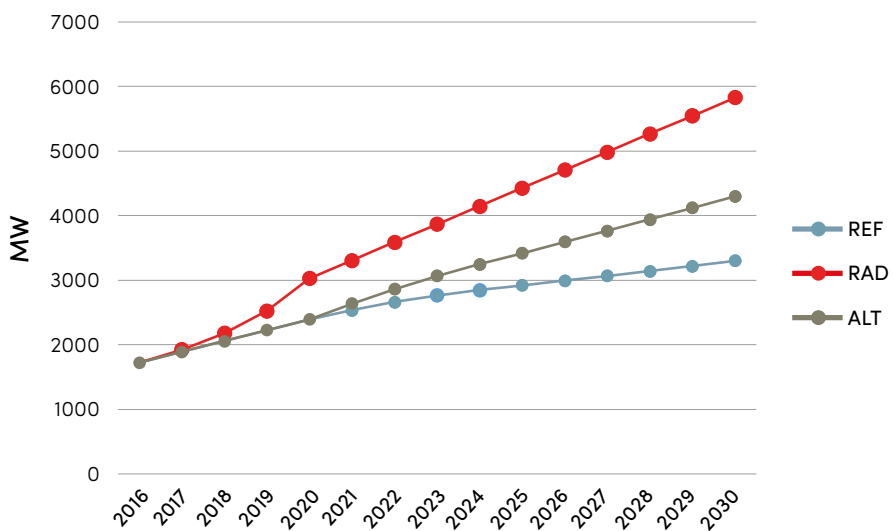
Wind en zon

In de transitie naar een koolstofarm energiesysteem werd het Belgische energielandschap het voorbije decennium reeds gekenmerkt door een stabiele aangroei van weersafhankelijke hernieuwbare productiecapaciteit, zoals wind- en zonne-energie. Zo nam de totale windcapaciteit tussen 2005 en 2016 toe met 174% en steeg het geïnstalleerde PV-vermogen (*photovoltaic capacity*) over dezelfde periode met zo'n 318% als gevolg van genereuze subsidiemechanismen. Het hoogtepunt van de PV-boom vond plaats in de jaren 2010-2012, waarin maar liefst 1 700 MW aan zonnepanelen werd geïnstalleerd. Ook in de volgende jaren wordt een verdere toename verwacht van hernieuwbare energiebronnen in het Belgische elektriciteitssysteem. Figuur 2.5 geeft de veronderstelde toekomstige ontwikkeling van de PV-capaciteit weer voor de verschillende scenario's. In het referentiescenario leidt een geleidelijke stijging tot een PV-vermogen van 5 326 MW in 2030. Daarentegen wordt in het alternatieve scenario aangenomen dat 7 326 MW aan PV-vermogen geïnstalleerd zal zijn tegen 2030. Ten slotte kan er in het radicale scenario een extreme aangroei van zonne-energie worden geconstateerd, die leidt tot een totale PV-capaciteit van 13 431 MW in 2030, ofwel 2,5 keer het overeenkomstige geïnstalleerde PV-vermogen in het referentiescenario. Figuren 2.6 en 2.7 schetsen de ingeschatte evoluties van onshore en offshore windenergie in de verschillende toekomstbeelden. In 2030 bedraagt de totale geïnstalleerde windcapaciteit achtereenvolgens 6 225 MW in het referentiescenario, 8 225 MW in het alternatieve scenario en 11 345 MW in het radicale scenario.

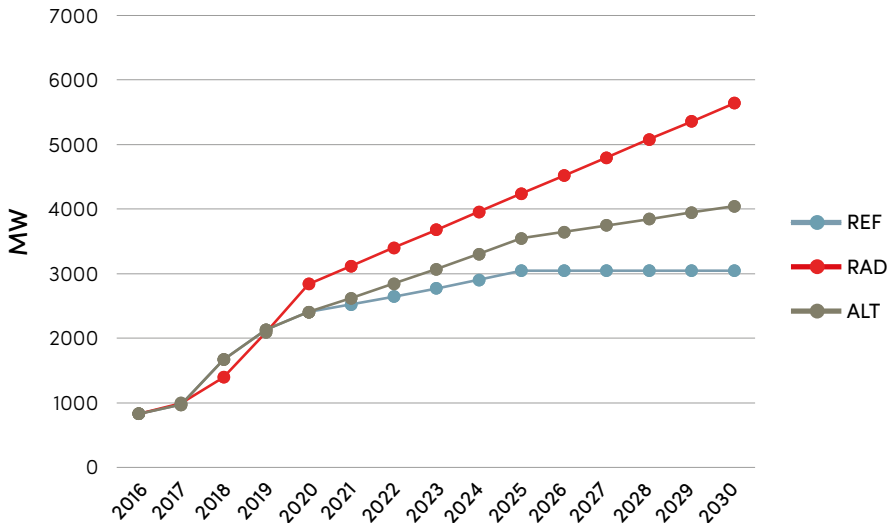
Figuur 2.5: Evolutie van de geïnstalleerde productiecapaciteit van PV in de verschillende scenario's



Figuur 2.6: Evolutie van de geïnstalleerde productiecapaciteit van onshore wind in de verschillende scenario's



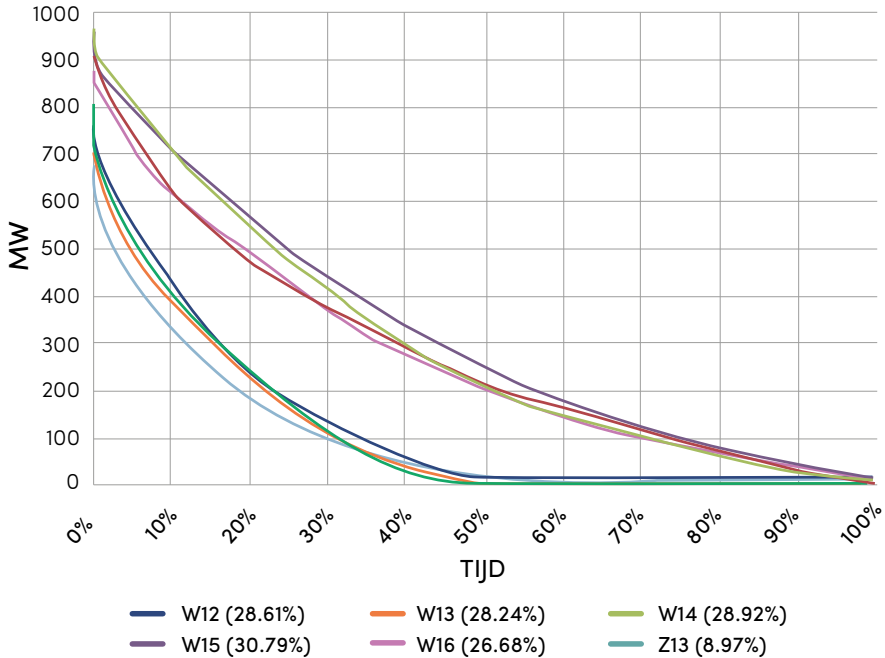
Figuur 2.7: Evolutie van de geïnstalleerde productiecapaciteit van offshore wind in de verschillende scenario's



De toename van intermitterende of weersafhankelijke energiebronnen (VRES) zorgt voor een sterk variabele productie van hernieuwbare elektriciteit, wat enkele nieuwe uitdagingen met zich meebrengt. Door de fluctuaties in de productie van het hernieuwbare productiepark wordt de residuele vraag of de resterende vraag die bediend moet worden door de controleerbare productiecentrales – de zogenaamde *firm capacity* – steeds volatieler. Om de bijkomende hernieuwbare productie maximaal te benutten, zal de productie van thermische centrales snel moeten kunnen toenemen en afnemen. Daardoor zal het thermische park in toenemende mate weersafhankelijk benut worden.

In de modeloefening wordt gebruikgemaakt van historische productiedata van wind- en zonne-energie in België. We beschikken over vijf windproductiejaren en vier zonneproductiejaren. Voor die jaren kennen we de productie door wind- en zonnecapaciteit voor elk kwartier van het jaar, wat een goed inzicht in de variabiliteit van de productie mogelijk maakt. Die variëteit aan mogelijke weersomstandigheden gebruiken we om ons model zo realistisch mogelijk te maken. In Figuur 2.8 zien we hoe die jaren van elkaar verschillen op het vlak van wind- en zonneproductie. Tussen haakjes staan de *load factors* van elk jaar. Die geven de verhouding weer van de feitelijke productie tot de productie indien de installaties vierentwintig uur per dag het hele jaar door stroom zouden produceren aan maximaal vermogen – met andere woorden, welk aandeel van de theoretische maximale productie werkelijk geproduceerd wordt. In onze dataset is 2015 dus het jaar met de meeste wind, 2016 het jaar met de meeste zon.

Figuur 2.8: Load-duration curves van de verschillende wind- en zonjaren die deel uitmaken van de gebruikte dataset, gestandaardiseerd voor een capaciteit van 1000 MW



Interpretatie: 1000 MW aan zonnepanelen produceren 90% van de tijd minder dan 400 MW.

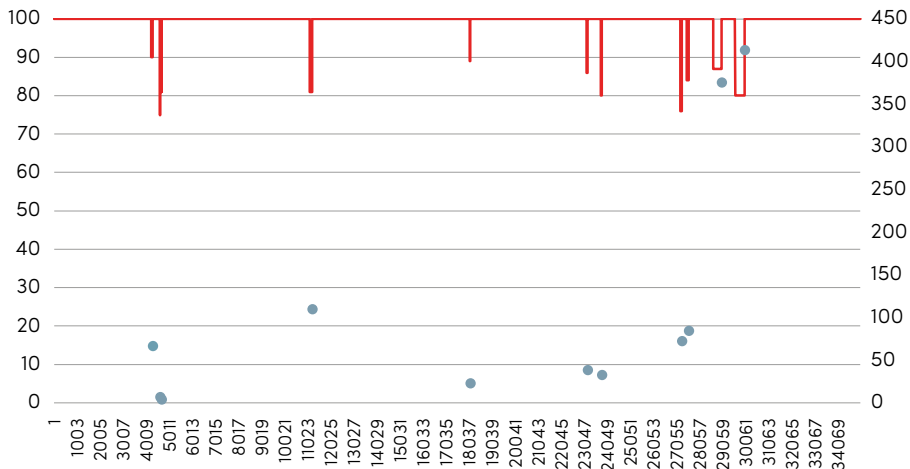
Forced outages

In de praktijk zijn elektriciteitscentrales niet voor 100% van de tijd beschikbaar voor het net. Zo zijn er bijvoorbeeld onderhoudswerken of technische defecten waarbij een deel van de productiecapaciteit tijdelijk niet beschikbaar is. Dat zijn de zogenaamde *forced outages*. De laatste jaren waren er heel wat *outages* voor het nucleaire park, wat critici van nucleaire energie deed opmerken dat niet alleen de productie van wind- of zonne-energie sterk variabel is. We gaan in onze modeloefening echter niet uit van een dermate variabele beschikbaarheid van nucleaire centrales en hanteren een eerder conventionele assumptie over de frequentie van *forced outages*.

In het *dispatching*-model wordt de beschikbare capaciteit van het thermische productiepark op willekeurige tijdstippen gereduceerd als gevolg van ongeplande uitdienstnames. Zowel de omvang als de duur van de ongeplande uitdienstnames worden willekeurig toegekend op basis van hun overeenkomstige probabiliteiten. Op basis van beschikbaarheidsgegevens uit de literatuur werd per productietype

een aparte ratio toegekend die het gemiddelde aantal ongeplande uitdienstnames weerspiegelt. Figuur 2.9 geeft visueel de beschikbaarheid weer van het totale nucleaire park voor één jaarsimulatie. Op de linkeras kan er worden geconstateerd dat de beschikbare productiecapaciteit een aantal keer terugvalt met 20% (bv. het ongepland stilvallen van een kernreactor door een technisch defect). Op de rechteras wordt de duur van elke onderbreking weergegeven (in aantal kwartieren). Meestal gaat het over onderbrekingen die niet veel langer duren dan een dag (96 kwartieren), hoewel er in dit voorbeeld ook twee onderbrekingen van ongeveer vier dagen plaatsvinden. Wanneer het model een bepaald jaar simuleert (bv. 2030), worden er meer dan 10 000 variaties berekend. Daarbij variëren niet enkel de vraag, de import en de RES-productie, maar ook het profiel van de *forced outages*. Figuur 2.9 is dus slechts een van de gehanteerde mogelijkheden op het vlak van de timing en de diepte van de onderbrekingen.

Figuur 2.9: Beschikbaarheid van het nucleaire park in een willekeurige jaarsimulatie



Modulering van de baseload per seizoen

In de zomermaanden ligt de vraag naar elektriciteit structureel lager en is de productie van elektriciteit door zonnepanelen veel hoger. Dergelijke situaties gaan dan ook vaak gepaard met aanzienlijke productieoverschotten. Het strategisch limiteren van de *baseload*-productie tijdens de zomermaanden – bijvoorbeeld door het uitvoeren van onderhoudswerken aan kerncentrales – is een mogelijke oplossing om de productieoverschotten enigszins te beperken. Om dat te weerspiegelen in het model, wordt de productie van de verschillende *baseload*-technologieën (nucleair, biomassa en WKK) per seizoen apart bijgesteld. Op die manier

worden – in combinatie met de modellering van onderhoud en *forced outages* – realistische *load factors* bekomen voor elk van die technologieën. Biomassacentrales en WKK-installaties draaien in de winter aan 100% maar zullen in de zomermaanden minder gebruikt worden, zodat we op jaarbasis een *load factor* van ongeveer 77% bekomen in elk scenario.

Pseudo-capaciteiten

Inleiding

Elektriciteit die niet geconsumeerd wordt, moet niet geproduceerd worden. Hetzelfde geldt voor elektriciteit die we importeren vanuit buurlanden of voor elektriciteit die we op piekmomenten kunnen halen uit opslagtechnologieën. Naast het klassieke productiepark houden we bij elke *set-up* ook rekening met de factoren die op zich in belangrijke mate kunnen bijdragen tot de bevoorradingszekerheid. Het vermogen om de vraag te verplaatsen of om elektriciteit te importeren of op te slaan kunnen we niet zomaar vergelijken met het vermogen van de klassieke capaciteiten om elektriciteit te produceren. Voor import, *demand side management* (DSM) of vraagbeheer, en de opslag van elektriciteit in batterijen gebruiken we de term ‘pseudo-capaciteiten’ omdat ze in bepaalde omstandigheden een equivalente impact kunnen hebben als productief kapitaal. Om de impact van die pseudo-capaciteiten op het Belgische energiesysteem tussen 2016 en 2030 in kaart te brengen, laten we hun gebruik en verspreiding sterk variëren, afhankelijk van het gekozen scenario.

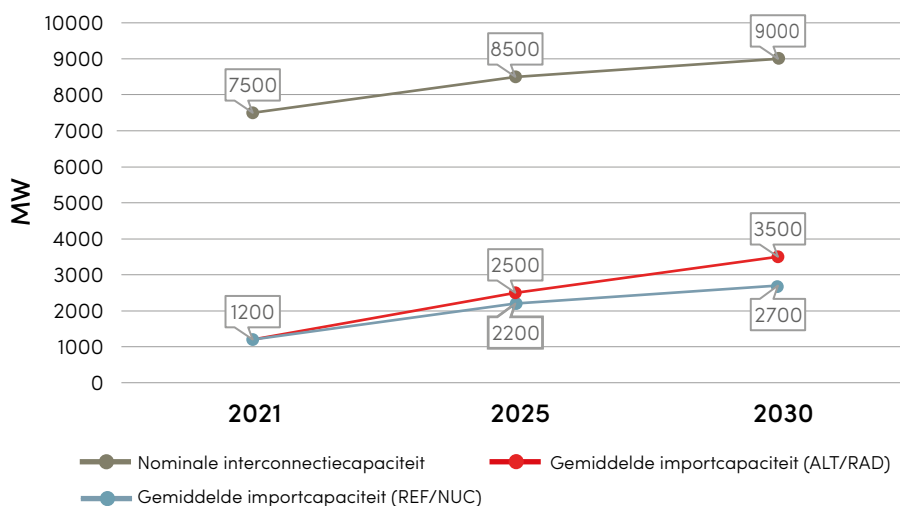
In het referentiescenario wordt een vrij conservatieve maar realistische inschatting gemaakt van de geleidelijke integratie van elektrische voertuigen, DSM, batterijopslag en additionele interconnectiecapaciteit. Aangezien het referentiescenario dienst doet als ijkingspunt wordt hierin abstractie gemaakt van disruptieve (r)evoluties. Hieronder bespreken we de gehanteerde projecties voor de pseudo-capaciteiten in de verschillende scenario's.

Import

De beschikbare import van elektriciteit uit het buitenland kan in de toekomst een steeds grotere rol spelen in het tegemoetkomen van piekmomenten in België. De maximale simultane importcapaciteit op de verbindingen (interconnecties) met onze buurlanden verhoogt de komende jaren van 4 500 MW naar 6 500 MW in

2021.² Die toename is het gevolg van allerlei nieuwe investeringsprojecten, waaronder BRABO (interconnectie met Nederland), Alegro (interconnectie met Duitsland) en NEMO (interconnectie met het Verenigd Koninkrijk). In het daaropvolgende decennium kan bovendien verwacht worden dat de interconnectiecapaciteit nog verder toeneemt door bijkomende investeringen. Daarbij speelt de geografische ligging van België een rol, die maakt dat we als transitland in steeds grotere mate verantwoordelijk kunnen zijn voor het stroomverkeer van en naar alle buurlanden. In alle scenario's bedraagt de nominale interconnectiecapaciteit 9000 MW in 2030. De werkelijk beschikbare importcapaciteit kan echter significant lager uitvallen. Zo kan de interconnectiecapaciteit tussen België en Frankrijk op kritieke momenten exclusief gebruikt worden om elektriciteit vanuit Nederland naar Frankrijk te exporteren. Het bestaan van de interconnectiecapaciteit impliceert niet dat België altijd kan importeren voor consumptie in eigen land. Figuur 2.10 geeft de evolutie van de gemiddelde importcapaciteit per jaar weer in de verschillende scenario's. De nominale importcapaciteit is zoals vermeld hetzelfde in ieder toekomstbeeld.

Figuur 2.10: Evolutie van de nominale en gemiddelde importcapaciteit in de verschillende scenario's



2 Elia. (2015). *Plan de développement fédéral du réseau de transport*. Opgehaald uit: http://www.elia.be/~media/files/Elia/Grid-data/grid-development/Plan-de-Developpement-federal-du-reseau-de-transport_2015-2025.pdf

We opteren in deze studie voor een eerder conservatieve toename van de gemiddelde importcapaciteit in het komende decennium ondanks de sterke stijging van de nominale interconnectiecapaciteit. Hoewel de gemiddelde importcapaciteit in theorie 6 000 MW of meer zou kunnen bedragen in 2030, impliceert dat een radicale trendbreuk wat betreft de Belgische strategie voor energiezekerheid. Er zou immers een sterke afhankelijkheid gecreëerd worden van geïmporteerde stroom uit het buitenland, wat een expliciete beleidsondersteuning vergt. Geen van onze buurlanden wil de nationale energiezekerheid ‘outsourcen’ en ook de Belgische regeringen hebben die intentie nog niet geuit. Daarom beperken we ons tot een toename van de gemiddelde import, die beperkt blijft tot 2 700 à 3 500 MW in 2030, afhankelijk van het scenario.

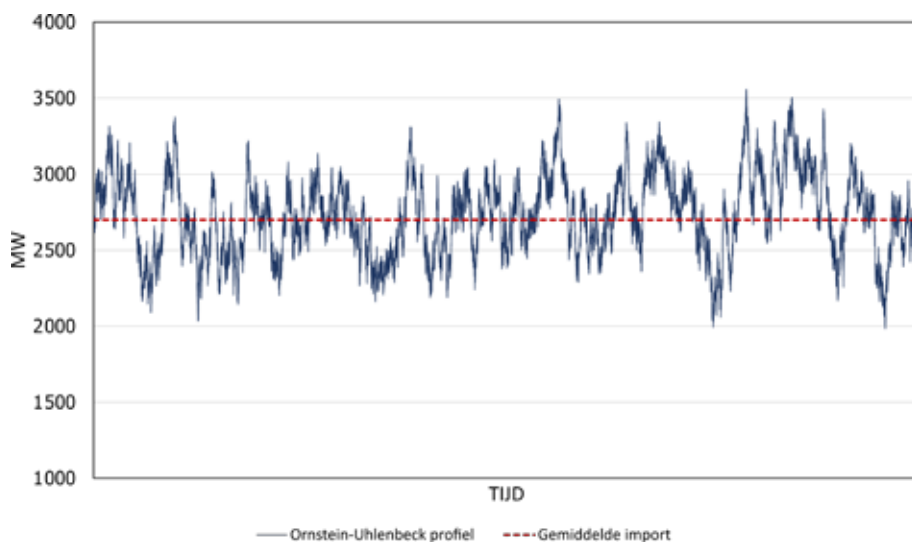
Het modelleren van de werkelijke toekomstige import is niet eenvoudig, aangezien de fluctuaties van de import op korte termijn in grote mate onvoorspelbaar zijn. Dat komt doordat de import van elektriciteit in de praktijk afhankelijk is van de weers- en marktomstandigheden in de verschillende buurlanden. Zo zijn de weersomstandigheden in de buurlanden belangrijk voor zowel het bepalen van de vraag in de buurlanden als voor de mate waarin RES-overschotten geëxporteerd kunnen worden. Ook de competitiviteitsverhoudingen tussen activa in binnen- en buitenland bepalen mee het verkeer op de internationale lijnen. Zo kan bijvoorbeeld de import van Franse nucleaire energie in België het stilleggen van gascentrales veroorzaken. Anderzijds kunnen nieuw te bouwen gascentrales in België met een zeer hoge efficiëntie in de toekomst de concurrentiestrijd met oudere en minder efficiënte gascentrales in het buitenland winnen.

Naast de marktomstandigheden in de buurlanden wordt de import ook bepaald door de beschikbaarheid van de interconnectiecapaciteit. Wanneer er op een gegeven moment door de marktomstandigheden in België een bepaalde nood is aan import en er in het buitenland productiecapaciteit beschikbaar is om eraan te voldoen (bijvoorbeeld in Nederland), is het nog steeds mogelijk dat de transactie niet kan plaatsvinden omdat de interconnectiecapaciteit al is gereserveerd door andere partijen. Het verkeer op de internationale verbindingenkabels wordt in de praktijk geregeld door *flow-based market coupling* (FBMC), een complex systeem van technische afspraken tussen de netbeheerders van België en haar buurlanden. Momenteel wordt dat systeem enkel gebruikt in Centraal- en West-Europa (CWE), maar de ambitie op lange termijn is dat de handel van elektriciteit met een minimale congestie perfect georganiseerd kan worden in de volledige Europese Unie. Aan de hand van FBMC tracht men de internationale verbindingen zo optimaal mogelijk te benutten om zo op termijn de eengemaakte Europese elektriciteitsmarkt te ondersteunen.

Door de complexiteit van het FBMC-mechanisme is het moeilijk voorspelbaar welke interconnectiecapaciteit van moment op moment beschikbaar zal zijn. Wel kunnen we inschatten binnen welke onder- en bovengrenzen de import zal fluctueren in een gegeven jaar en met welke snelheid de import van het ene moment

op het andere kan dalen of stijgen. Gegeven het feit dat import onvoorspelbaar is maar wel kan worden verondersteld te fluctueren binnen bepaalde grenzen, kozen we in onze modeloefening voor een Ornstein-Uhlenbeck algoritme om importprofielen te genereren voor toekomstige jaren. Dat stochastisch algoritme genereert willekeurige getallen die binnen exogeen opgelegde grenzen fluctueren en convergeren naar een gemiddelde waarde die eveneens exogeen wordt opgedragen. In Figuur 2.11 illustreren we een gegenereerd importprofiel voor één jaar.

Figuur 2.11: Voorbeeld van een willekeurig gegenereerd importprofiel voor een volledige jaarsimulatie



Aan de hand van deze methodologie kunnen talloze importprofielen worden bekomen, waarbij we een correctie invoeren voor de momenten met grote schaarste. We verlagen dan bewust de willekeurige import die uit de Ornstein-Uhlenbeckmethode is voortgekomen om te vermijden dat in het model een zeer hoge import zou plaatsvinden op momenten waarop dit in de praktijk zeer onwaarschijnlijk is. Als België met krapte kampt, is de kans immers groot dat dat in onze buurlanden ook het geval is. De reden daarvoor is dat de weersomstandigheden – denk bijvoorbeeld aan een koudegolf van één week in januari – meestal gelijkaardig zijn in België en zijn buurlanden. Op basis van historische importprofielen werd een inschatting gemaakt van de gegarandeerde importcapaciteit en de overeenkomstige probabieliteit op momenten met krapte in de markt.

Wat de minimaal gegarandeerde import op piekmomenten betreft, moet worden opgemerkt dat daarover recent een akkoord werd gesloten tussen de netwerkbeheerders van België en de ons omringende buurlanden. Het resultaat van die overeenkomst is de zogenaamde ‘adequacy patch’, die op papier een bepaalde

hoeveelheid import zou moeten garanderen tijdens momenten van krapte. Aangezien het niet zeker is dat de *adequacy patch* in de praktijk altijd nageleefd kan worden, houden we er geen rekening mee in onze modeloefening. Het is in onze scenario's dus mogelijk dat België (bijna) niet kan importeren op piekmomenten waarbij er net een hoge nood aan import is. Bovendien kan er op basis van de impliciete *phase-out*-plannen van nucleaire en steenkoolcapaciteit in het VK, Nederland en Duitsland verwacht worden dat de mogelijkheid om in 2030 op piekmomenten te importeren uit onze buurlanden dikwijls eerder beperkt zal zijn. Door het sluiten van oude centrales in de buurlanden zal de reservemarge – het verschil tussen de piekvraag en de maximale controleerbare productiecapaciteit – ook in die landen steeds lager worden. Door geen rekening te houden met een altijd gegarandeerde minimale invoercapaciteit, streeft onze modeloefening naar een eerder nationale energiezekerheid, waarbij de variabele invoer van elektriciteit een exogene factor uitmaakt.

Flexibele/controleerbare vraag (DSM)

Een tweede bron van pseudo-capaciteit die steeds belangrijker wordt, is een flexibele en meer controleerbare vraag naar elektriciteit, ook wel *demand side management* of DSM-capaciteit genoemd. Hoewel er in principe een groot theoretisch potentieel is om de vraag te verschuiven in functie van systeemparemeters, wordt dat potentieel momenteel slechts in beperkte mate benut in België. De redenen daarvoor zijn divers. In de eerste plaats is het ontwikkelen van DSM-capaciteit op zich niet evident. DSM-capaciteit moet worden geïdentificeerd, toegankelijk zijn en er moet voldoende financiële waarde aan gekoppeld zijn om een gedragswijziging uit te lokken bij de potentiële aanbieder van de capaciteit. Ten tweede zijn de ontwikkeling en harmonisatie van 'slimme' software en hardware noodzakelijk voor een significante expansie van DSM. Ten derde zijn ook het regulerende kader en het gehanteerde marktmodel cruciaal voor DSM. Om die redenen zijn we in het referentiescenario eerder conservatief wat betreft het inschatten van de toekomstige DSM-capaciteit, althans in het referentiescenario.

DSM-capaciteit is niet alleen moeilijk te ontwikkelen, maar is ook inherent gelimiteerd op verschillende vlakken eens ze ontwikkeld is. Het is in de eerste plaats zo dat dit soort capaciteit meestal sterk asymmetrisch is, in die zin dat de vraag naar elektriciteit niet evenveel verhoogd kan worden als ze verlaagd kan worden. Wat de DSM-capaciteit op het residentiële niveau betreft, kan er worden gesteld dat de potentiële capaciteit om de consumptie op strategische momenten te verhogen veel groter is dan de capaciteit om op strategische momenten het verbruik aanzienlijk te verlagen. Die asymmetrie is echter omgekeerd bij DSM op het industriële niveau; industriële toepassingen zijn eerder geschikt voor het verlagen van de vraag en in mindere mate voor het verhogen ervan.

Een tweede belangrijke beperking van DSM-capaciteit betreft de duur tijdens dewelke een bepaalde verhoging of verlaging van de vraag kan worden volgehouden en het aantal keren dat dat op korte termijn kan worden herhaald.

Beide ‘zwaktes’ van DSM – asymmetrie en tijdsbeperkingen – werden ook teruggevonden in het LINEAR-project,³ waarbij bleek dat slimme huishoudtoestellen voornamelijk hun consumptie konden verhogen – bijvoorbeeld om overschotten aan hernieuwbare energie op te slurpen –, maar een veel beperkter potentieel hadden op het vlak van het verlagen van hun verbruik. Er werd in dit project ingeschat dat de DSM-capaciteit op het residentiële niveau in België een maximum van 300 MW aan consumptievermindering mogelijk maakte, maar enkel op weekenddagen en slechts voor een duur van vijftien minuten. Er kan dus worden gesteld dat de DSM-capaciteit a.d.h.v. ‘slimme toestellen’ op residentieel niveau in de praktijk moeilijk te realiseren is en ook een vrij beperkt potentieel heeft wat betreft het garanderen van strategische reservemarges op systeemniveau.

Voor een inschatting van de beschikbare DSM-capaciteit in 2030 is een blik op de momenteel beschikbare capaciteit een logisch vertrekpunt. In het recente rapport van Elia over de Belgische bevoorradingszekerheid wordt uitgegaan van een DSM-capaciteit van 826 MW in het jaar 2016.⁴ Dat is de optelsom van contractuele en niet-contractuele capaciteit. Niet-contractuele capaciteit bestaat uit vraagvermindering die door de marktprijzen zelf wordt uitgelokt, of die zelfs op vrijwillige basis plaatsvindt (bv. op basis van een sms van de netwerkbeheerder).

In het referentiescenario gaan we ervan uit dat de neerwaartse DSM-capaciteit rustig blijft toenemen, tot die ongeveer verdubbeld is tot 1 600 MW tegen het jaar 2030. We veronderstellen bovendien dat die beschikbaar blijft voor maximaal vijf uren. Dat cijfer is vergelijkbaar met ramingen voor het Verenigd Koninkrijk en Duitsland tegen hetzelfde jaar (weliswaar aangepast voor de bevolkingsgrootte van België). We blijven in het referentiescenario dus eerder voorzichtig wat betreft de toekomstige DSM-capaciteit, in de zin dat we geen grote technologische of regulerende doorbraken verwachten die een veel hogere capaciteit uitlokken. Desalniettemin is het niet ondenkbaar dat de snelle ontwikkeling van slimme software en hardware een significant grotere DSM-capaciteit mogelijk maakt in de nabije toekomst. Een dergelijke techno-optimistische assumptie reserveren we echter voor de alternatieve en radicale scenario’s, waarin de vraag in 2030 veel flexibeler en controleerbaarder is dan vandaag. Ook bij die scenario’s blijft de limitering in de tijd echter gelden. De DSM kan slechts geleverd worden voor enkele uren, en is dus niet equivalent aan *firm capacity*, die indien nodig ononderbroken kan blijven doorproduceren.

³ Zie <http://www.linear-smartgrid.be>.

⁴ Elia. (2015). *Bevoorradingszekerheidsstudie voor België. Nood aan strategische reserve voor de winter 2016-17*. Opgehaald uit: http://www.elia.be/~media/files/Elia/Products-and-services/151202_ELIA_adequacy-report-NL.pdf

Het gecontroleerd doen *toenemen* van de vraag – bijvoorbeeld bij een grote overproductie van hernieuwbare energie – is niet mogelijk in het referentiescenario. Een opwaarts controleerbare vraag is echter wel mogelijk in het alternatieve en radicale scenario. Daarbij kan tegen 2030 de vraag zowel in de opwaartse als de neerwaartse zin gecontroleerd worden, met in het radicale scenario een maximum van 2 500 MW in beide richtingen.

De volumes (in MWh) die door een flexibele vraag weggesnoeid worden of er net bijkomen, worden steeds op een later moment in de tijd gecompenseerd in de modelsimulaties. Wanneer tijdens een avondpiek de vraag met 1 000 MW verlaagd wordt gedurende één uur, zal er in de daaropvolgende periode zonder krapte 1 000 MWh aan bijkomende vraag gecreëerd worden om daarvoor te compenseren. Het omgekeerde gebeurt bij opwaartse flexibiliteit. Het tijdelijk verhogen van de vraag tijdens een moment met hernieuwbare overproductie wordt gecompenseerd door de vraag later met hetzelfde volume te verlagen.

Elektrische voertuigen (EV's)

De elektrische auto wordt gegarandeerd belangrijk, maar niemand weet hoe belangrijk EV's of BEV's (*battery electric vehicles*) zullen zijn in 2030. Aangezien de batterij van een volledig elektrische wagen (BEV) gebruikt kan worden voor de opslag van elektriciteit vanuit een systeemperspectief – dus los van de vraag naar mobiliteit door de eigenaar – hebben we in functie van onze modeloefeningen gepoogd het potentieel van elektrische voertuigen tot 2030 in kaart te brengen op basis van actuele rapporten, databases en de academische literatuur.

Indien het wagenpark jaarlijks toeneemt met 1,25% kan een conservatieve penetratiegraad van EV's leiden tot een park van 500 000 EV's in het referentiescenario tegen 2030. Dat scenario is uiteraard maar één weergave van een onzekere toekomst, aangezien het marktpotentieel van EV's afhankelijk is van tal van factoren. Zo spelen het aanbod van beschikbare modellen, de actieradius, de prijs en vooral de beschikbaarheid van een publieke laadinfrastructuur een belangrijke rol in de diffusie van elektrische wagens. Daarnaast kunnen fiscaal stimulerende beleidsmaatregelen een grootschalige uitrol van elektrische wagens aanzienlijk versnellen, zoals reeds bewezen werd in Noorwegen. Volgens heel wat insiders start vanaf 2020 alvast hét decennium van de EV's.

Wagens staan voor meer dan 90% van hun levensduur stil, wat maakt dat een elektrisch wagenpark in belangrijke mate kan bijdragen tot de flexibiliteit van het energiesysteem. In theorie kunnen elektrische wagens met behulp van slimme software opgeladen worden op dalmomenten met lage elektriciteitsprijzen en stroom afgeven (ontladen) tijdens piekmomenten met hoge prijzen. Een overproductie van hernieuwbare elektriciteit kan zo worden opgeslagen in autobatterijen en voorkomt minder interessante alternatieven zoals een *curtailment* of beperking van de hernieuwbare productie.

Om het potentieel van ‘*vehicle to grid*’-toepassingen (V2G) in te schatten, werden enkele assumpties gemaakt. Aan de hand van data van de FOD Mobiliteit en Vervoer⁵ werd berekend welke afstand een personenwagen gemiddeld aflegt per dag. Indien dat getal (41,9 km/dag) vermenigvuldigd wordt met het huidige gemiddelde verbruik van een volledig elektrische wagen (0,2 kWh/km⁶), resulteert dat in de batterijcapaciteit die gereserveerd moet worden om de gemiddelde dagelijkse rijafstand te kunnen overbruggen. Bij een batterij-efficiëntie van 90% en een reservemarge van 75% resulteert dat in een gemiddelde van 16,3 kWh, die altijd moet worden vrijgehouden in de batterij wanneer een elektrische wagen systeem-diensten levert. De reservemarge is noodzakelijk om te garanderen dat – indien nodig – er ook bovengemiddelde afstanden kunnen worden gereden op gelijk welk moment waarop de aansluiting met het net wordt onderbroken door de gebruiker.

Vervolgens dient de gemiddelde batterijcapaciteit van de hele EV-vloot te worden geraamd. Teneinde dat te berekenen, werd een projectie van de gemiddelde batterijcapaciteit van nieuw verkochte wagens tot 2030 opgesteld. Indien we aannemen dat in 2014 het elektrische wagenpark een gemiddelde batterijcapaciteit had van 20 kWh en dat die gemiddelde capaciteit elk jaar blijft toenemen, kunnen we de gemiddelde batterijcapaciteit van de totale EV-vloot inschatten. Die berekeningen resulteren in een gemiddelde batterijcapaciteit van 47 kWh in 2030, waarvan 30 kWh voor V2G-doeleinden zou kunnen worden aangewend.

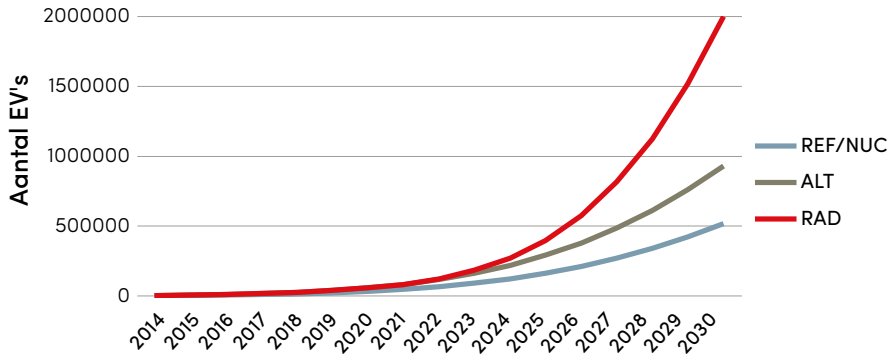
Essentieel voor de activatie van V2G-diensten is de verbinding van de elektrische wagen met het ‘slimme net’ met behulp van ‘slimme software’. We veronderstellen in het referentiescenario dat 38% van de EV’s in 2030 continu verbonden zijn met een slim net, wat resulteert in een geaggregeerde batterijcapaciteit van meer dan 5 000 MWh die potentieel beschikbaar is om het net te ondersteunen. Gelet op een gemiddeld maximaal vermogen van 6 kW⁷ per EV voor V2G-diensten, kan de geaggregeerde capaciteit minstens een paar uur ondersteunende diensten leveren aan een maximale output van meer dan 1 000 MW in het referentiescenario. In het alternatieve en radicale scenario veronderstellen we aanzienlijk meer EV’s – 930 000 in het alternatieve scenario en twee miljoen in het radicale scenario (zie Figuur 2.12) – waarvan bovendien een groter aandeel gekoppeld is aan een slim net (zie Tabel 1.1). Daardoor stijgt zowel het maximale vermogen dat de totale EV-vloot aan het netwerk kan leveren, als de duur dat dat vermogen aangehouden kan worden.

5 Gemiddeld 15 284 km in 2013. Opgehaald uit: http://mobilit.belgium.be/nl/mobiliteit/mobiliteit_cijfers.

6 Consultatie van verschillende academische bronnen resulteerde in een gemiddeld verbruik voor elektrische gezinswagens dat schommelt tussen 15 tot 23 kWh/100 km.

7 Nissan LEAF project. Opgehaald uit: <https://www.enel.com/en/media/press/d201605-nissan-and-enel-launch-groundbreaking-vehicle-to-grid-project-in-the-uk.html>

Figuur 2.12: Evolutie van het aantal elektrische wagens in de verschillende scenario's



Naast het significante V2G-potentieel zorgen EV's natuurlijk ook voor een bijkomende vraag naar elektriciteit. In het referentiescenario met 517 000 EV's is er een additionele elektriciteitsvraag van ongeveer 1,58 TWh om aan de rijbehoefte te kunnen voldoen. Als men dat cijfer in perspectief plaatst en vergelijkt met de totale elektriciteitsvraag van 2013 in België (87 TWh) is dat slechts 1,8% extra. Ander onderzoek bevestigt dat de extra elektriciteitsvraag op jaarbasis door EV's vrij marginaal is op de middellange termijn. De piekvraag daarentegen kan bij niet-intelligente oplaadsystemen wel een belangrijke impact hebben. In dit model werd daarmee rekening gehouden door het gebruikte vraagprofiel aan te passen aan het oplaadgedrag van de gehele EV-vloot. Het gedeelte van de EV-vloot dat *niet* is aangesloten op een slim net veroorzaakt dan potentieel een verhoging van de piekvraag, terwijl de slim-aangesloten EV's dat niet doen.

Stationaire batterijen

Naast de batterijen in EV's is ook de opkomst van stationaire batterijsystemen een factor in scenario's naar 2030 toe. We maken in onze analyse een onderscheid tussen enerzijds gedecentraliseerde *storage* op kleine schaal, zoals lokale batterijsystemen van enkele kW bij KMO's of gezinnen, en anderzijds gecentraliseerde *storage* op grotere schaal, zoals een groot batterijpark of een *pumped-hydro* centrale in handen van een groot energiebedrijf. Middelgrote *storage*-installaties, zoals diegene die potentieel gebruikt kunnen worden in het kader van een *micro-grid*, worden in onze rekenoefening tot de laatste categorie gerekend.

Opslageneheden kunnen breed worden ingezet. Ten eerste kunnen prijsverschillen worden uitgebuit. Elektriciteit kan worden aangekocht als de elektriciteitsprijzen laag zijn (bijvoorbeeld tijdens periodes met een lage elektriciteitsvraag en hoge hernieuwbare productie) en worden verkocht als hogere prijzen worden

geconstateerd. Ten tweede kunnen opslageenheden worden gebruikt om investeringen in specifieke productiecapaciteit, zoals piekcentrales, te vermijden. Ook kan de opslag van elektriciteit op verschillende manieren bijdragen om het evenwicht op het net te bewaren. Batterijen kunnen bijvoorbeeld strategisch in het net worden geplaatst om congestie te vermijden, waardoor besparingen op het vlak van netwerkuitbreidingen kunnen worden gerealiseerd. Ten slotte kunnen batterijen ook worden ingezet om onbalansvolumes op te vangen of om *black-start* diensten te leveren.

Momenteel is de financiële aantrekkelijkheid van batterijopslagsystemen echter beperkt door de onzekerheid inzake toekomstige marktmodellen en tarifieringstructuren. Vandaag is in België *net-metering* met een teruggedraaiende teller van toepassing, waardoor geïnjecteerde elektriciteit op het net aan dezelfde prijs wordt vergoed als elektriciteit die van het net wordt afgenomen. Prosumënten kunnen hun overtollige elektriciteit dus mateloos in het net injecteren, dat zo dienst doet als onbeperkte systeembatterij. Dergelijke tarifieringsmechanismen leveren onvoldoende financiële incentives op om zonnepanelen te koppelen aan een opslagsysteem met als doel de zelfconsumptie te verhogen. Daarnaast zet ook de huidige investeringskost nog steeds een rem op een snelle ontplooiing van batterijsystemen. De algemene verwachting is echter wel dat de stationaire batterijen in het komende decennium aan belang zullen winnen. De snelheid van de marktpenetratie hangt natuurlijk af van de evolutie van de batterijprijzen en de toegepaste marktmodellen en tariefstructuren. Voorlopig blijft het onduidelijk in welke mate batterijopslageenheden zullen penetreren in het Belgische energielandschap tussen 2016 en 2030. Van grote pilootprojecten is er in België weinig sprake. In Duitsland daarentegen kunnen al grote investeringsprojecten worden waargenomen als gevolg van ondersteuningsmaatregelen en een gunstig evoluerend regulerend kader. Ook in de Verenigde Staten werkt men vandaag al aan grote batterijprojecten. In Californië wordt een batterij geïnstalleerd met een vermogen van 100 MW dat kan worden geleverd gedurende vier uur.⁸ Dergelijke ontwikkelingen kunnen in zekere zin dienen als proxy om de toekomstige situatie in België te evalueren.

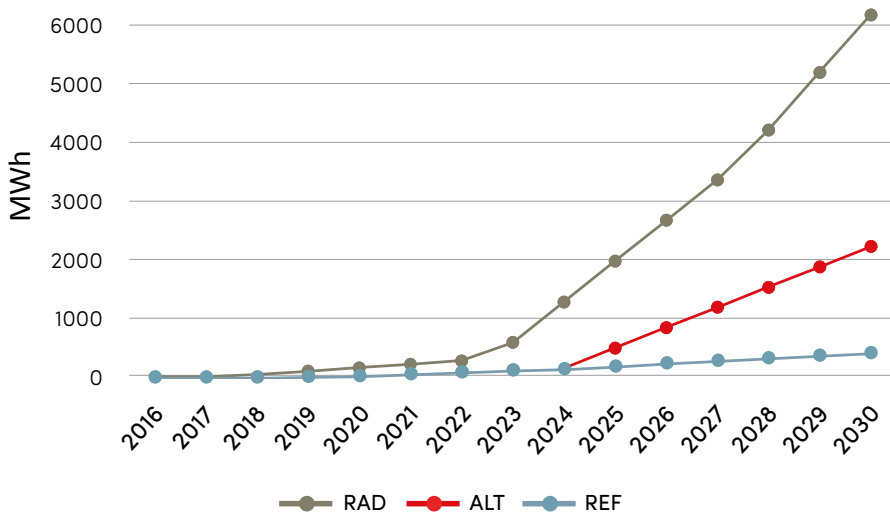
Figuur 2.13 geeft de evolutie tot 2030 weer van de totale stationaire batterijcapaciteit (gecentraliseerd en gedecentraliseerd) in de verschillende scenario's. In het referentiescenario blijft de rol van batterijopslag vrij gelimiteerd tot 2030. Wat gedecentraliseerde *storage* betreft, gaan we uit van een kleine opname van lokale batterijsystemen bij 'early adopters'. Het betreft een beperkt aantal gezinnen en bedrijven die bereid zijn om een meerkost te betalen in ruil voor de mogelijke toepassingen van een lokaal opslagsysteem – bijvoorbeeld de Tesla Power-

8 Zie <https://www.scientificamerican.com/article/world-s-largest-storage-battery-will-power-los-angeles/>

wall – zoals het verhogen van de zelfconsumptie van lokale PV-productie. Voor gecentraliseerde *storage* gaan we op gelijkaardige wijze uit van een beperkt aantal pilootprojecten door energiebedrijven. Zo kan er bijvoorbeeld door een vooruitstrevend energiebedrijf geïnvesteerd worden in een batterijpark van een aantal MW, om uit te testen in welke mate het in de praktijk inzetbaar is. Eerder optimistische assumpties over de beschikbare capaciteit van stationaire batterijen werden gereserveerd voor het alternatieve en radicale scenario. In vergelijking met een stationaire batterijcapaciteit van 420 MWh in het referentiescenario werken we in het alternatieve scenario met een capaciteit van 2 220 MWh in 2030 en in het radicale scenario zelfs met een batterijcapaciteit van 6 180 MWh.

Verder moet ook worden opgemerkt dat het geïnstalleerde vermogen van hydro-pompopslagsystemen in het alternatieve en radicale scenario toeneemt met 600 MW in 2025. Ontwikkelingen van opslagsystemen die seizoensopslag faciliteren (zoals *power-to-gas*), worden in deze studie niet in rekening gebracht.

Figuur 2.13: Evolutie van de capaciteiten van stationaire batterijen in alle scenario's (zowel in MW als in MWh)

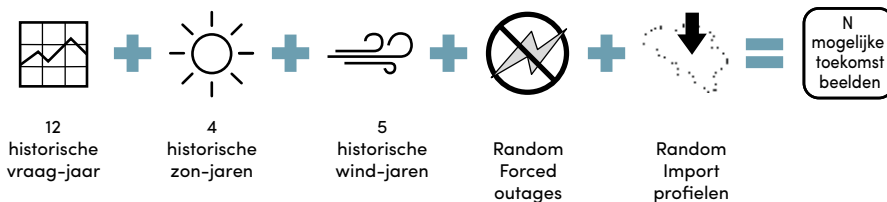


Methodologie dispatching-model

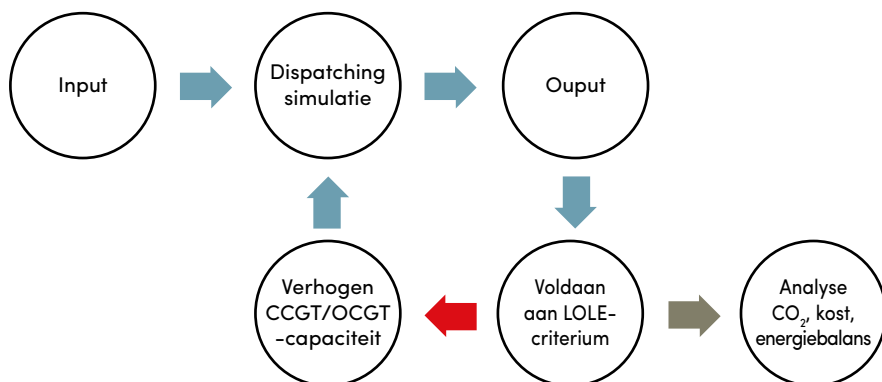
Een probabilistisch *dispatching*-model werd ontwikkeld om de nood aan regelbaar productievermogen te kwantificeren bij bovenvermelde assumpties over de samenstelling van een toekomstig productiepark. Vanuit economisch oogpunt wil een *dispatching*- of allocatiemodel de optimale output of inzet van elektriciteits-

centrales bepalen om op elk moment de vraag naar elektriciteit te kunnen volgen in een specifieke techno-economische context (met weersafhankelijk kapitaal, import, DSM, enz.). Het gebruikte model simuleert op kwartierbasis hoe aan de vraag wordt voldaan met behulp van alle beschikbare (productie)technologieën. De combinatie van diverse tijdsreeksen (vraag, windproductie, zonneproductie) en willekeurige trekkingen van bepaalde inputvariabelen (ongeplande uitdienstnames binnen het thermische productiepark, beschikbaarheid van de importcapaciteit) laat toe om verschillende jaarsituaties te genereren, zoals schematisch voorgesteld in Figuur 2.14. Per gemodelleerd jaar worden op die wijze meer dan 10 000 verschillende omstandigheden gesimuleerd. Vervolgens wordt het beoogde productiepark geëvalueerd op het vlak van bevoorradingszekerheid. Indien alle gegenereerde jaarsituaties gemiddeld voldoen aan het zogenaamde ‘*loss of load expectation*’- of LOLE-criterium wordt het systeem als veilig beschouwd op het vlak van energiezekerheid (zie ook 2.5.1). Indien niet aan het LOLE-criterium wordt voldaan, worden nieuwe iteraties gesimuleerd met een hogere back-upcapaciteit (i.e. meer CCGT- en/of OCGT-capaciteit). Dat iteratieve proces wordt herhaald tot de minimale back-upcapaciteit wordt gekwantificeerd, waarbij het systeem energiezekerheid garandeert. Deze methode wordt schematisch weergegeven in Figuur 2.15. Naast energiezekerheid wordt het gemodelleerde elektriciteitsstelsel ook geëvalueerd op het vlak van CO₂-emissies en totale productiekost, inclusief bijkomende netwerkkosten. Verschillende plausibele toekomstbeelden werden ontwikkeld en uitgebreid geanalyseerd. Daarnaast werden ook enkele sensitiviteiten aan het analysekader toegevoegd. Verder dient te worden benadrukt dat deze modeloefening als doel heeft de impact van bepaalde ontwikkelingen in te schatten. Dit model gaat met andere woorden niet op zoek naar de meest optimale situatie of bijvoorbeeld de goedkoopste optie, in tegenstelling tot sommige andere studies. Door bewust niet te kiezen voor een beperkende focus op het optimaliseren van een bepaalde variabele, maken we een ruimere afweging van verschillende beleidskeuzes mogelijk.

Figuur 2.14: Schematische voorstelling van de creatie van toekomstige jaarsituaties



Figuur 2.15: Schematische voorstelling van het iteratieve proces om een toekomstig productiepark te evalueren



Analysekader

Energiezekerheid

Na de kenmerken van de beschikbare capaciteiten per scenario is het essentieel om de doelstelling van de modeloefeningen te typeren. Een eerste doelstelling is om na te gaan of een bepaalde set-up met een gegeven productiepark, batterijcapaciteit, DSM en importcapaciteit de bevoorradingszekerheid kan garanderen. Daarvoor gebruiken we het conventionele ‘*loss of load expectation*’-criterium (LOLE). Dat getal drukt uit hoeveel uren de vraag naar elektriciteit (‘*load*’) niet gedekt kan worden door alle beschikbare activa. Een betrouwbaar elektriciteitsstelsel heeft vanzelfsprekend een zo laag mogelijke LOLE. Frequente en langdurige stroomonderbrekingen passen niet in onze beeldvorming van een moderne en hoogtechnologische economie. Het is gebruikelijk om in theoretische oefeningen zoals deze te werken met een doelstelling van $LOLE < 3h$. Die doelstelling wordt ook gehanteerd door de transmissienetbeheerders in België, Frankrijk en Nederland. In Nederland is het $< 4h$ en in Ierland $< 8h$.

Een tweede indicator inzake de betrouwbaarheid van het stelsel is de reservecapaciteit. In het model wordt de evolutie van de piekvraag vergeleken met de direct beschikbare en controleerbare capaciteit. Die zogenaamde ‘*firm capacity*’⁹ houdt wel rekening met onvoorziene omstandigheden, zoals technische proble-

9 Pompslagsystemen werden niet beschouwd als ‘*firm capacity*’, maar werden meegerekend onder pseudo-capaciteit.

men en onderhoudswerkzaamheden die de beschikbaarheid kunnen beïnvloeden. Of anders geformuleerd: het bestaan van 5 000 MW gascapaciteit impliceert niet dat er elk uur van het jaar een productief vermogen van 5 000 MW aangesproken kan worden.

Om energiezekerheid te kunnen bewerkstelligen, moet er altijd voldoende inzetbare productiecapaciteit beschikbaar zijn om te kunnen voldoen aan de piekvraag. Bijgevolg dient er een reservemarge – of een overschot aan direct inzetbaar productievermogen tijdens piekmomenten – aanwezig te zijn. In een elektriciteitsstelsel waarin een aanzienlijke pseudo-capaciteit – batterijcapaciteit, DSM en invoer – ontwikkeld en verwacht wordt sterk toe te nemen, is de klassieke reservemarge in termen van productiecapaciteit achterhaald. De formule dient te worden aangepast. We hanteren dan ook het begrip ‘pseudo-reservemarge’ om de belangrijke toename van pseudo-capaciteiten expliciet te integreren in de analyse. Die wordt als volgt berekend:

$$\text{Pseudo-reservemarge} = \frac{(\text{firm capacity} + \text{pseudo-capaciteit}) - \text{piekvraag}}{\text{piekvraag}}$$

Duurzaamheid

Een tweede doelstelling van onze modeloefening is het kwantificeren van de CO₂-uitstoot die gepaard gaat met de verschillende scenario's. Het energie- en klimaatbeleid moeten nastreven dat het elektriciteitsstelsel zo duurzaam mogelijk wordt. Vanuit ecologisch standpunt willen we vandaag vooral de uitstoot van CO₂ minimaliseren. Daarmee stellen we zeker niet dat alleen de CO₂-impact van een energietechnologie van ecologisch belang zou zijn. Wel biedt het huidige klimaatbeleid in de Europese Unie vandaag een dwingend kader waarbinnen technologieën en beleidskeuzes geëvalueerd moeten worden. Belgische beleidsmakers hebben geen alternatief dan het realiseren van nationale CO₂-doelstellingen door een combinatie van maatregelen.

Er kan een onderscheid worden gemaakt tussen de directe CO₂-uitstoot per technologie – de zogenaamde *end-of-pipe* emissies – en de uitstoot over de gehele levenscyclus van een technologie. De laatste optie vertrekt typisch van een LCA-perspectief (levenscyclusanalyse). Windturbines veroorzaken geen CO₂-uitstoot bij de productie van elektriciteit, maar tijdens de installatie en de productie van de onderdelen worden machines, materialen en processen gebruikt die natuurlijk wel CO₂ uitstoten. Daardoor is er per MWh elektriciteit uit een windturbine geen directe uitstoot, maar wel een uitstoot vanuit LCA-perspectief (zie Tabel 2.1).

Om een inschatting te maken van de totale directe uitstoot van binnenlandse productie-eenheden moeten we kijken naar de directe uitstoot afkomstig van CCGT's, OCGT's en WKK's. Er kan worden aangenomen dat de efficiëntie van die conventionele productiemiddelen in de komende jaren verder kan toenemen

als gevolg van technologische ontwikkelingen. Bijgevolg is de uitstoot van centrales die in 2025 worden bijgebouwd een pak lager dan centrales die momenteel operationeel zijn. Om de directe CO₂-uitstoot zo goed mogelijk in te schatten, werd rekening gehouden met de relatieve ouderdom en overeenkomstige efficiëntiegraad van de conventionele productiemiddelen. Daarbij wordt verondersteld dat in elk gemiddeld jaar de totale CCGT- en OCGT-capaciteit grosso modo zal bestaan uit een mix van relatief oude en splinternieuwe productie-eenheden. Enkel in 2021 wordt aangenomen dat de totale productiecapaciteit van CCGT's en OCGT's volledig zal bestaan uit *assets* die vandaag al operationeel zijn. Voor WKK's wordt er geen bijbouw verondersteld en zal de capaciteit tot 2030 dus volledig bestaan uit relatief oude *assets*. Om de totale uitstoot per productietype te kwantificeren, worden de productievolumes uit de *dispatching*-simulaties vermenigvuldigd met de gemiddelde CO₂-intensiteit, rekening houdende met de samenstelling van de totale capaciteit op het vlak van efficiëntie. Ook houden we rekening met het feit dat de oudere centrales met een hogere marginale productiekost het laatst in de rij zullen staan bij de *merit order* binnen het segment van de gascentrales, en dus veel minder vaak zullen produceren dan de allernieuwste centrales in 2030.

Tabel 2.1: Overzicht van de CO₂-intensiteit per technologie vanuit end-of-pipe en LCA-perspectief

CO ₂ -uitstoot per technologie	CO ₂ end-of-pipe (ton/GWh)	CO ₂ LCA (ton/GWh)
Wind	0	20
PV	0	100
Hydro (RoR)	0	30
Biomassa	0	100
WKK	600	700
Nucleair	0	50
CCGT		
<i>Pre-2025</i>	500	600
2025	355	
2030	350	
OCGT		
<i>Pre-2025</i>	1 100	1 200
2025	549	
2030	535	
Hydro (PHS)	0	30

Verder houden we in onze analyse expliciet rekening met de CO₂-emissies die gepaard gaan met import van elektriciteit. Als we meer elektriciteit importeren, moet er minder in eigen land geproduceerd worden, waardoor de nationale CO₂-uitstoot kan dalen. Vanuit ecologisch perspectief is dat minder relevant omdat de geïmporteerde elektriciteit misschien wel van een oude Duitse bruinkoolcentrale met een zeer hoge CO₂-uitstoot per MWh komt. Het importeren van elektriciteit verplaatst de CO₂-uitstoot dikwijls alleen maar naar andere landen. In onze modeloefening houden we om die reden rekening met de CO₂-uitstoot die gepaard gaat met de buitenlandse elektriciteitsproductie die nodig is om de elektriciteitsvraag in België te volgen. Daarvoor is vooral de gemiddelde CO₂-intensiteit van de elektriciteitsproductie van onze buurlanden van belang, alsook hun relatieve aandeel in de totale Belgische import. Zowel in het referentiescenario als in alle andere scenario's wordt voor de eenvoud verondersteld dat alle geïmporteerde elektriciteit tussen vandaag en 2030 in gelijke mate uit Duitsland (25%), Nederland (25%), het VK (25%) en Frankrijk (25%) komt. Vanwege de sterk verschillende productieparken in de buurlanden zijn er grote verschillen in de CO₂-intensiteit van elke geïmporteerde MWh of GWh. Die is het laagst in Frankrijk vanwege het omvangrijke nucleaire park (74 ton CO₂ per GWh) en bijna zes keer zo hoog in Nederland, Duitsland en het Verenigd Koninkrijk. Natuurlijk zal de elektriciteitsproductie in onze buurlanden evolueren tegen 2030. Zo wil Duitsland niet alleen de koolstofarme kerncentrales sluiten tegen 2030, maar ook een aanzienlijk aandeel van de steenkool- en bruinkoolcentrales. Ook in Nederland, en vooral in het Verenigd Koninkrijk, worden in het komende decennium heel wat steenkoolcentrales gesloten. In Frankrijk zou het aandeel van de kerncentrales tegen 2030 echter kunnen dalen, wat kan leiden tot een hogere CO₂-uitstoot per geproduceerde MWh. Voorts is het door de Brexit onduidelijk of het VK effectief zal doorgaan met het sluiten van oude steenkoolcentrales. Die voorziene sluiting is immers vooral het gevolg van Europese wetgeving inzake grote elektriciteitscentrales. Kortom, het is zeer moeilijk om de evolutie van de CO₂-intensiteit van de elektriciteit uit onze buurlanden te voorspellen. Om die reden veronderstellen we dat de CO₂-intensiteit constant blijft tot 2030.

Kosten

Naast duurzaamheid en energiezekerheid vormt de totale kostprijs van de energievoorziening de derde belangrijke pijler in het energietrilemma. Dat is dan ook de derde analyse-doelstelling van onze modeloefening. De keuzes van beleidsmakers inzake de energiemix hebben een grote invloed op de prijs van energiezekerheid. Het is dus nuttig om de totale kostprijs per scenario te vergelijken. Om de kost van het elektriciteitssysteem in te schatten, moet de huidige totale productiekost op een transparante manier worden becijferd, inclusief de afgewentelde net-

werkkosten. Daarbij worden drie componenten opgenomen: *plant-level costs*, *balancing costs* en *grid costs*.

Om de *plant-level costs* in te schatten per productietechnologie wordt gebruikgemaakt van de ‘*levelized cost of electricity*’-methodologie (LCOE). De LCOE-maatstaf becijfert de gemiddelde elektriciteitsprijs waaraan verkocht moet worden gedurende de levensduur van de productie-eenheid om te voldoen aan het vereiste rendement op de investering. Anders geformuleerd, geeft de LCOE de gemiddelde kostprijs weer van 1 MWh elektriciteit die werd geproduceerd door een bepaalde productietechnologie.

De algemene formule om de LCOE van een productietechnologie te kwantificeren is de volgende:

$$LCOE_{n,t} = \frac{INV_{n,t0} \left(\frac{CAP_{n,t}}{CAP_{n,t0}} \right)^{-\alpha}}{\left[FLEOH_{n,t} \times \left(\frac{1 - (1 + DR)^{-\tau_n}}{DR} \right) \right]} + O\&M_n + FS_n + C_{n,t}$$

De LCOE wordt bepaald door:

- De investeringskost op tijdstip t_0 (INV_{t_0})
- De globale geïnstalleerde capaciteit op tijdstip t_0 (CAP_{t_0}) en tijdstip t
- Leereffecten $\alpha = \frac{\ln(1-LR)}{\ln(2)}$
- De verdisconteringsfactor (DR)
- De levensduur van de technologie (τ_n)
- Het aantal vollasturen in een bepaald jaar ($FLEOH_{n,t}$)
- De emissiekost van een bepaalde technologie ($C_{n,t}$)
- De operationele en onderhoudskosten ($O\&M_n$)
- Feedstock-kosten (FS_n)

De LCOE van een technologie wordt de facto bepaald door vier elementen: de (geannualiseerde) investeringskost, kosten voor exploitatie en onderhoud, *feedstock*-/brandstofkosten en de kost die gepaard gaat met de aankoop van emissierechten. De verhouding van iedere kostencomponent in de LCOE verschilt naargelang de technologie. Zo worden hernieuwbare energiebronnen zoals wind en zon traditioneel gekenmerkt door een relatief hoog aandeel van de kapitaal-kosten, terwijl de LCOE van biomassa-centrales voor het grootste deel bestaat uit brandstofkosten. Al die kostencomponenten worden uitgedrukt in €/MWh, net zoals de LCOE.

Een blik op de algemene formule van de LCOE maakt duidelijk dat de evolutie van de productiekost van een technologie door heel wat onderliggende factoren kan worden beïnvloed. Ten eerste kunnen leer- en schaafeffecten optreden, waardoor de investeringskosten van bepaalde technologieën jaarlijks significant

kunnen afnemen. Bijgevolg zal de LCOE van de desbetreffende technologie dalen onder de ceteris-paribusassumptie. Niemand kan die evoluties voorspellen. Wel kunnen we eerder optimistische tot eerder pessimistische assumpties inzake de kostenverlaging hanteren. Belangrijk daarbij is dat een klein verschil in bijvoorbeeld de jaarlijkse *learning rates* op lange termijn een grote impact kan hebben op de LCOE. De cijfers die we later presenteren, zijn gebaseerd op eerder conventionele assumpties wat betreft de verwachte kostprijsverlagingen. Onderstaande figuren maken duidelijk dat die conventionele assumpties leiden tot een eerder gemiddeld kostenverloop (dat soms vrij dicht aanleunt bij het verwachte verloop onder eerder pessimistische assumpties).

Een andere factor die een effect heeft op de LCOE van een technologie is de prijs van een emissierecht of van een ton CO₂. In deze studie veronderstellen we dat de prijs jaarlijks toeneemt met ongeveer 17%, wat leidt tot een prijs van € 45/ton CO₂-equivalent in 2030. Dat verloop wordt exogeen opgelegd en hangt af van het Europese klimaatbeleid. Verder wordt voor de eenvoud verondersteld dat de O&M-kosten en *feedstock*-kosten constant blijven in de tijd. De verdiscontoreringsfactor wordt eveneens constant gehouden en bedraagt 5%.

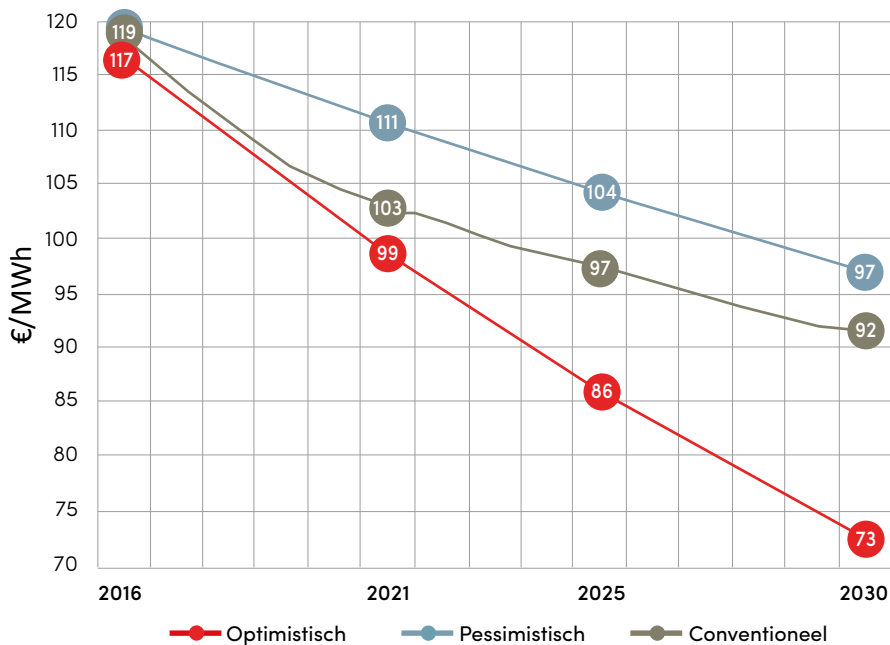
De penetratie van grote hoeveelheden variabele hernieuwbare energiebronnen in ons elektriciteitssysteem heeft implicaties voor de bezettingsgraad van de conventionele productiemiddelen. De productie uit hernieuwbare energie heeft *grid priority access* en komt dus per definitie altijd op het net. Bovendien is de marginale kost van windturbines en zonnepanelen te verwaarlozen. Conventionele (gas)centrales worden dus uit de markt geduwd en krijgen te kampen met een lager aantal werkingsuren. Dat effect wordt in de literatuur omschreven als het ‘compressie-effect’. Om daarmee rekening te houden, gebeurt de LCOE-berekening voor de gascentrales op basis van hun werkelijke *load factor* die resulteert uit de *dispatching*-simulaties. Een lage *load factor* vertaalt zich dus ceteris paribus in een hoge LCOE. Intuïtief is dat ook duidelijk: indien een gascentrale over haar levensduur een lager aantal uren zal draaien, wordt de prijs waaraan de stroom moet worden verkocht om de investering terug te verdienen hoger, en omgekeerd.

Om de totale productiekost van wind- en zonne-energie in een bepaald jaar te kwantificeren, wordt per technologie een gewogen LCOE gehanteerd. De algemene verwachting is dat de kost van windturbines en zonnepanelen in de komende jaren nog significant kan dalen, zoals weergegeven in Figuren 2.16, 2.17 en 2.18. De totale geïnstalleerde windcapaciteit zal dus binnen enkele jaren nog sterk uitbreiden en samengesteld zijn uit windturbines van de eerste generatie – met vrij hoge LCOE’s – en windmolens uit de tweede of zelfs derde generatie met significant lagere LCOE’s. Een gewogen LCOE geeft dus een representatieve weergave van de gemiddelde productiekost van de variabele hernieuwbare energiebronnen in een bepaald scenario.

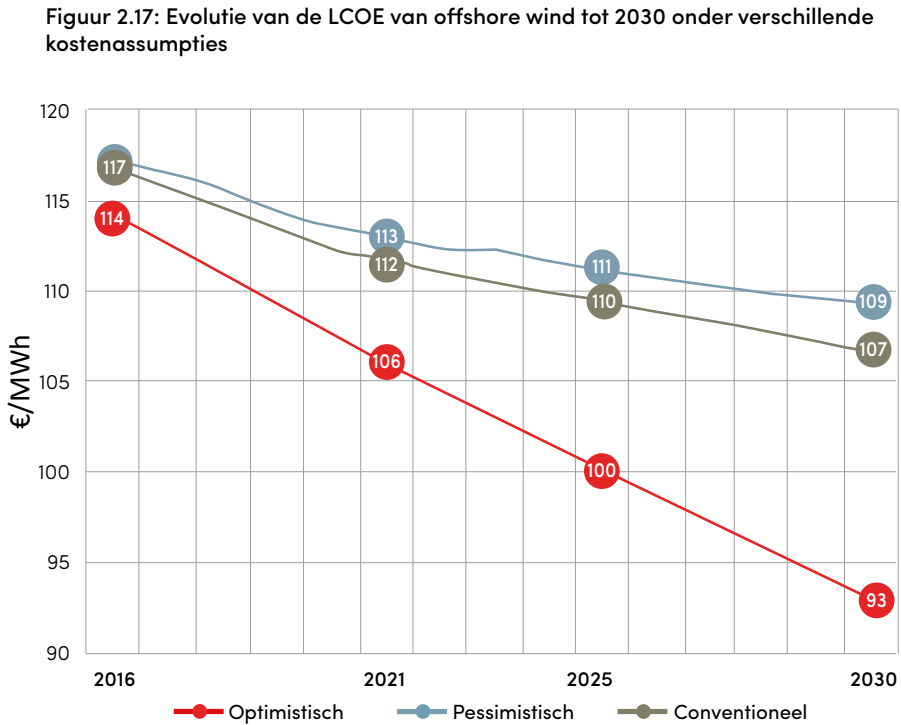
Met betrekking tot de kost van het nucleaire park dient te worden opgemerkt dat de huidige kost vooral bestaat uit de operationele kosten en de investerings-

kost die gepaard ging met de levensduurverlenging van Tihange 1, Doel 1 en Doel 2. Die investeringskost wordt geschat op € 10,1/MWh. We nemen aan dat een verdere verlenging van bepaalde kerncentrales na 2025 – zoals wordt verondersteld in het nucleaire scenario – gepaard gaat met een investeringskost van ongeveer € 9,1/MWh. Tabel 2.2 geeft een overzicht van de LCOE's van de productiemiddelen in de verschillende scenario's in 2030.

Figuur 2.16: Evolutie van de LCOE van PV tot 2030 onder verschillende koste nassumpties

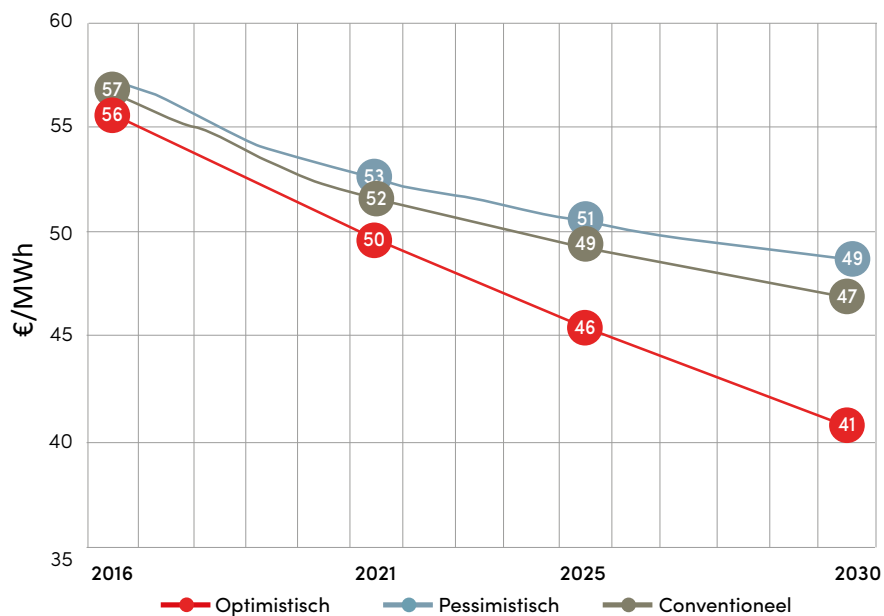


Opmerking: deze cijfers betreffen uitsluitend de Belgische context waarop deze studie van toepassing is. De LCOE van PV kan een stuk lager liggen in een zonniger klimaat, aangezien er daar veel meer productie kan worden gehaald uit dezelfde hoeveelheid capaciteit.



Opmerking: we gaan ervan uit dat de veel lagere LCOE's die recent gehaald werden bij tenders in het buitenland een tijdelijk fenomeen zijn, gestuurd door tijdelijke trends zoals lage staalprijzen en overcapaciteit in de offshore oliesector door de lage olieprijs. Wanneer die gunstige marktomstandigheden verdwijnen, verwachten we een terugkeer naar het in deze figuur voorgestelde traject.

Figuur 2.18: Evolutie van de LCOE van onshore wind tot 2030 onder verschillende kostenassumpties



Tabel 2.2: Overzicht van de LCOE van de productiemiddelen in de verschillende scenario's in 2030

LCOE onder conventionele kostenassumpties	REF 2030	NUC 2030	ALT 2030	RAD 2030
€/MWh				
PV (gewogen gemiddelde)	117,7	117,7	112,1	108
Wind onshore (gewogen gemiddelde)	55,6	55,6	54,1	53,2
Wind offshore (gewogen gemiddelde)	114,7	114,7	113,3	112,2
Nucleair (incl. refurbishment investeringskost)	0	32,4	0	0
Hydro	110	110	110	110
Biomassa	115,7	115,7	115,7	115,7
WKK	88,2	88,2	88,2	88,2
CCGT (based on load factors from model output)	118,3	128	125,9	131,6
OCGT (based on load factors from model output)	296,4	312,7	308,4	223,4

Kost van import

Naast de kosten die gepaard gaan met de binnenlandse elektriciteitsproductie moet ook een inschatting worden gemaakt van de kost van geïmporteerde stroom. Voor de eenvoud werd ook hier verondersteld dat de toekomstige import naar België afkomstig is uit vier landen – Frankrijk, Nederland, het Verenigd Koninkrijk en Duitsland – met elk een even groot aandeel van 25%. Als proxy voor de prijs van de geïmporteerde stroom in België worden voorspellingen van de gemiddelde groothandelsprijzen in de buurlanden gehanteerd (zie verder).

Kost van stationaire batterijopslag

Momenteel is er nog geen consensus over de meest geschikte maatstaf om de kost van batterijopslag te evalueren. In deze studie opteren we ervoor om de ‘*levelized cost of storage*’-methodologie (LCOS) te hanteren, ondanks enkele tekortkomingen van deze maatstaf. Gelijkaardig aan de LCOE-methode, kwantificeert de LCOS de kost van 1 MWh die uit de batterij wordt ontladen. Daarbij wordt abstractie gemaakt van de kostprijs om de batterij op te laden. De LCOS-methodologie kwantificeert met andere woorden de kost van het opslaan zelf, rekening houdende met de prijs van de batterij en met de maximale hoeveelheid elektriciteit die over de levensduur van de batterij kan worden opgeslagen.

Voor beide classificaties van stationaire batterijen (gedecentraliseerd en gecentraliseerd) die in deze modeloefening aan bod komen, wordt apart becijferd aan welke prijs ze hun diensten kunnen aanbieden aan het net. Er moet worden opgemerkt dat in het model batterijen enkel worden ingezet om flexibele back-upcapaciteit aan het systeem toe te voegen. In werkelijkheid kunnen batterijen zoals aangehaald in sectie 1.3.5. ook worden gebruikt om allerlei andere netdiensten te leveren. Daardoor neemt de toegevoegde waarde van batterijen toe en kan het rendement op de investering veel hoger uitvallen. Onderstaande tabel geeft een overzicht van de LCOS-inschattingen in 2030 voor gecentraliseerde en gedecentraliseerde stationaire batterijen. Die evolutie van de kost is gelijk in alle scenario’s.

Tabel 2.3: Overzicht van de LCOS van stationaire batterijopslageenheden in verschillende jaren

LCOS [€/MWh]	2016	2025	2030
Batterijen kleine schaal	339	146	96
Batterijen grote schaal	209	95	61

Kost van V2G

De kost van V2G-systemen inschatten, is een complexe oefening. De batterijen in elektrische wagens worden al intensief gebruikt om te voldoen aan de dagelijkse mobiliteitsbehoefte. Indien de batterijen van elektrische wagens daarnaast vaak zouden worden ingezet om de opgeslagen stroom opnieuw af te leveren om ondersteunende netdiensten te bieden, kan het aantal gebruikte batterijcycli snel toenemen. Daardoor wordt de levensduur van de batterijen sterk aangetast.¹⁰ Bovendien zijn de batterijen in elektrische wagens volgens verschillende waarnemers niet geschikt voor dergelijke toepassingen. Over dit onderwerp bestaan veel discussies. Bijgevolg kan worden verondersteld dat EV-eigenaars een gulle compensatie willen bekomen in ruil voor de extra slijtage van de EV-batterij. Daardoor kan men ervan uitgaan dat de kost die gepaard gaat met V2G relatief duur kan uitvallen. Onderstaande tabel geeft de V2G-kost weer in 2025 en 2030, die uit voorzichtigheid vrij hoog wordt ingeschat. We berekenen voor alle duidelijkheid niet de totale gebruikskost van de elektrische voertuigen zelf, noch de totale kost van de batterijen in die voertuigen (los van de andere componenten van het voertuig). De assumpties in Tabel 2.4 betreffen uitsluitend een raming van de prijs waaraan de eigenaars van elektrische voertuigen hun batterijcapaciteit aan het net ter beschikking stellen, rekening houdende met de impact op de levensduur van hun batterij. Die specifieke kost is opgenomen in de totale kostprijs van de gehanteerde scenario's. De aankoopkost van de elektrische voertuigen door particulieren en bedrijven is niet opgenomen in de kostprijsberekeningen. Dat betekent dat wanneer beleidsmakers bijvoorbeeld met hun beleidskeuzes de ontwikkelingen in het alternatieve of radicale scenario willen repliceren, een specifiek beleid nodig zal zijn om de diffusie van elektrische mobiliteit snel te vergroten. Indien dat beleid gepaard gaat met subsidies, vormt de subsidiekost in de praktijk een bijdrage tot het systeemresultaat in beide scenario's, hoewel we daarmee geen rekening houden in onze kostenanalyse.

In 2030 is die kost pakweg dubbel zo hoog als de kost die gepaard gaat met gedecentraliseerde stationaire batterijen. Net zoals bij stationaire batterijen wordt de kost van V2G constant verondersteld over de verschillende scenario's heen.

10 Dat kan mogelijk worden vermeden door de autobatterij enkel te gebruiken binnen opgelegde grenzen op het vlak van oplaadniveau. Indien het leveren van diensten aan het net de batterij nooit onder de 20% ontladtd, en nooit boven de 80% oplaadtd, is de kans groot dat dat een veel kleinere impact heeft op de levensduur dan wanneer de batterij continu tot zijn uitersten wordt gedreven.

Tabel 2.4: Overzicht van de kost van V2G in verschillende jaren

V2G-kost [€/MWh]	2025	2030
V2G-diensten	314	206

2

Kost van DSM

Tot slot is DSM ook een capaciteit die een impact heeft op de totale directe productiekost van een elektriciteitssysteem. De kost van DSM-activaties kan sterk variëren als gevolg van de specifieke opportuniteitskosten van de aanbieder van die flexibiliteit. Volgens Agora Energiewende¹¹ bedraagt de kost van industriële DSM-activaties gemiddeld ongeveer € 100-400/MWh. Rooieijers et al.¹² hanteren een iets breder bereik en schatten de gemiddelde kost op € 70-400/MWh. In deze analyse wordt de variabele component ingeschat op € 200/MWh, waar we nog een vaste component aan toevoegen van € 2,5/MW per uur beschikbaarheid. In ieder scenario worden dezelfde kostenassumpties gehanteerd.

Netwerkkosten

Naast de directe productiekosten moeten ook de additionele netwerkkosten in rekening worden gebracht. Een veel groter aandeel van variabele en weersafhankelijke energiebronnen in het systeem heeft implicaties voor het net. Zo zal het elektriciteitsnet dikwijls moeten worden versterkt op plaatsen waar veel PV-capaciteit geconcentreerd is. Het aansluiten van grote (offshore) windmolenparken vergt dan weer belangrijke netuitbreidingsinvesteringen. Algemeen kan worden aangenomen dat de netwerkkosten die gepaard gaan met de integratie van weersafhankelijke technologieën een stuk hoger liggen dan de aansluiting van bijvoorbeeld een gas- of biomassacentrale. Die laatste kunnen immers op een strategisch optimale locatie worden geplaatst, waar het netwerk reeds het best is uitgebouwd, en ze belasten het net op een gecontroleerde en voorspelbare manier.

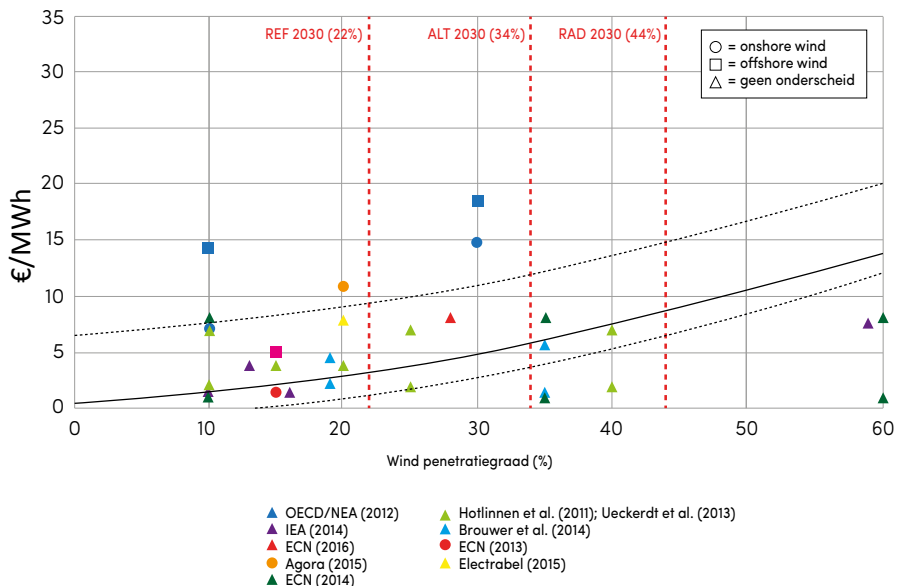
In deze studie worden de additionele netwerkkosten onderverdeeld in *balancing* kosten en *grid*-kosten. De factoren die de grootste invloed hebben op de *grid*-kosten zijn de afstand in kilometer van de nieuwe variabele productie-eenheid tot de bestaande netinfrastructuur en de vereiste transmissiecapaciteit. Hoewel de

11 Agora Energiewende. (2013). *Load management as a way of covering peak demand in Southern Germany*. Opgehaald uit: https://www.agora-energiewende.de/fileadmin/Projekt/2012/Lastmanagement-als-Beitrag-zur-Versorgungssicherheit/Agora_Study_Load_Management_as_a_Way_of_Covering_Peak_Demand_in_Southern_Germany_Summary_of_Intermediate_Findings_web.pdf

12 Rooijers, F., de Buck, A., Croezen, H. & Kampman, B. (2014), *Match van vraag en aanbod – Denktank vernieuwing energiemarkt bijlage 2*. Delft, CE Delft.

berekening van die kosten op projectniveau relatief eenvoudig is, ontbreken momenteel voldoende accurate data op systeemniveau voor België. Op basis van wetenschappelijke bronnen die de netwerkkosten ramen voor Duitsland en het Verenigd Koninkrijk werd voor België een gelijkaardige inschatting gemaakt. De netwerkkosten hangen af van de penetratiegraad van wind- en zonne-energie. Daardoor zijn de netwerkkosten verschillend in het referentie-, alternatieve en radicale scenario. Onderstaande figuur illustreert de pragmatische inschattingsoefening die werd uitgevoerd om de additionele netwerkkosten – in dit specifieke voorbeeld de additionele *grid*-kosten door meer windproductie – voor de verschillende scenario's te bepalen. Uiteenlopende inschattingen uit de internationale literatuur van de additionele netwerkkosten – zowel *grid*- als *balancing* kosten (uitgedrukt in €/MWh) – bij toenemende penetratie van wind- en zonne-energie werden uiteengezet. Op basis van die datapunten werd vervolgens de samenhang tussen de variabelen afgeleid, inclusief een boven- en benedengrens (zie curven in Figuur 2.19). Het snijpunt van de penetratiegraad van wind-/zonne-energie in een bepaald scenario met de afgeleide curves resulteert in de overeenkomstige additionele *grid*-/*balancing* kost per MWh productie van windturbines en zonnepanelen.

Figuur 2.19: Additionele 'grid-kosten' die gepaard gaan met de wind-penetratiegraad van het referentiescenario (REF), alternatieve (ALT) en radicale (RAD) scenario in 2030



Directe productiekost

Om de totale directe productiekost per jaar te berekenen, worden de gerealiseerde productievolumes uit de *dispatching*-simulatie van iedere technologie vermenigvuldigd met hun overeenkomstige LCOE-kost per MWh. In de praktijk zijn enkele elektriciteitscentrales al afgeschreven, zodat het toerekenen van de *all-in* LCOE-kost leidt tot een overschatting van de werkelijke productiekost. Aangezien we niet beschikken over de afschrijvingstabellen van alle activa van het Belgische elektriciteitssysteem, opteren we toch voor de LCOE-kost voor alle activa, met de kerncentrales als enige uitzondering. Voor de afgeschreven kerncentrales halen we kapitaalkost uit de LCOE en voegen we de al eerder vermelde kost van de verlenging van de gebruiksduur – of *refurbishment cost* – toe. Voor afgeschreven WKK- of gascentrales hanteren we die correctie niet bij gebrek aan data.

Ook de *balancing* en *grid*-kosten van hernieuwbare energiebronnen worden vermenigvuldigd met de overeenkomstige productievolumes afkomstig van windmolens en zonnepanelen. Zo bekomen we de additionele netwerkkosten als gevolg van technologische keuzes in de gehanteerde scenario's. Die bijkomende netwerkkosten zijn maar een fractie van de bestaande netwerkkosten die we niet verder opnemen in onze analyse. We veronderstellen immers dat het bestaande netwerk blijft bestaan gedurende onze periode van analyse. Indien in dit bestaande netwerk bepaalde componenten aan het einde van hun gebruiksduur moeten worden vervangen door nieuwe investeringen, nemen we de kost niet op omdat die niet het gevolg is van technologische keuzes, zoals in bijvoorbeeld het alternatieve scenario.

Indien alle directe productiekosten worden opgeteld met de indirecte additionele netwerkkosten bekomen we de totale productiekost, inclusief bijkomende netwerkkosten voor het elektriciteitssysteem. Voor elke kostencomponent gebeurt de inschatting van de respectievelijke kost onder optimistische, conventionele en pessimistische assumpties. Dat resulteert in een vork voor de kostenraming van de verschillende scenario's, hoewel we ons voornamelijk zullen concentreren op de kosten-resultaten bij conventionele assumpties.

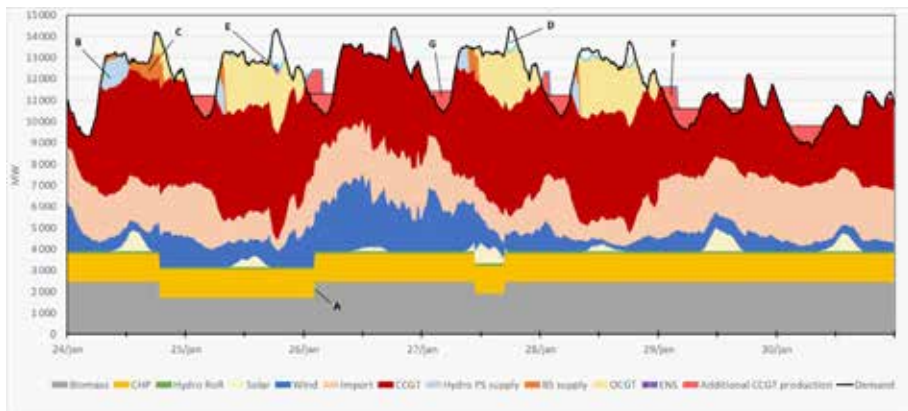
Kosten die gepaard gaan met eventuele subsidiëeringsmechanismen worden niet opgenomen in het kostenmodel, aangezien het gebruiken van de LCOE-waarden veronderstelt dat alle *assets* in het systeem voldoende inkomsten verdienen om hun kosten te dekken en een beoogd rendement te realiseren. Of de inkomsten in de praktijk afkomstig zijn van de verkoop van elektriciteit, al dan niet aangevuld met subsidies, wordt in ons model voorlopig niet expliciet behandeld. Reguliere marktinkomsten en subsidies zijn immers slechts de methoden om de *assets* te financieren, terwijl wij ons concentreren op de inherente *kost* van de *assets* zelf. Wel maken we bij de resultatenbespreking als aanvulling op de kostenanalyse een ruwe inschatting van de mogelijke evoluties inzake de noodzakelijke subsidiestromen in de toekomst. Daarbij wordt gewerkt met optimistische, con-

ventionele en pessimistische assumpties over de toekomstige marktprijzen, die bepalen welke subsidies noodzakelijk zullen zijn om de kosten (LCOE's) van de verschillende technologieën te kunnen dekken.

Simulatievoorbeeld

Het *dispatching*-model streeft naar een optimaal gebruik van activa om de vraag te kunnen volgen onder specifieke omstandigheden. Elk kwartier van de dag heeft een andere output van windturbines en van zonnepanelen. Zowel de vraag als de temperatuur variëren sterk in de loop van één dag, en op elk moment kan een onverwacht probleem optreden, bijvoorbeeld in een gascentrale. Bepaalde centrales produceren niet omwille van onderhoudswerkzaamheden. Ook kan de invoer van elektriciteit onderhevig zijn aan gebeurtenissen in het buitenland. Zo hebben de problemen in de Franse kerncentrales eind 2016 een impact gehad op zowel onze elektriciteitsprijzen als onze capaciteit om elektriciteit in te voeren. Ter illustratie van de vele gebeurtenissen en omstandigheden die dagelijks beheerd dienen te worden, tonen we in Figuur 2.20 de *dispatch* of allocatie gedurende één week in januari 2030.

Figuur 2.20: Visueel voorbeeld van de dispatching-simulatie in een winterweek in 2030 in het referentiescenario



Figuur 2.20 geeft visueel weer hoe er aan de vraag wordt voldaan – gegeven bepaalde omstandigheden – met behulp van de verschillende technologieën. De zwarte lijn geeft het verloop van de elektriciteitsvraag aan en schommelt in dit voorbeeld tussen de 9 000 en 14 500 MW. In zomermaanden komen dergelijke hoge verbruikswaarden niet voor; België blijft voorlopig een land met een winterse piekvraag. 's Nachts daalt de vraag steeds tot haar laagste winterse niveau,

waardoor de zeven verschillende wekdagen duidelijk van elkaar te onderscheiden zijn. De weekenddagen kunnen ook duidelijk worden opgemerkt door een algemeen lager vraagpeil. De gekleurde vlakken markeren de productievolumes van de verschillende productietechnologieën, import en opslageenheden. Helemaal onderaan vinden we de *baseload*-productie terug die afkomstig is van biomassacentrales, WKK's en waterkracht van rivieren. In het referentiescenario zijn er immers geen kerncentrales meer die momenteel een groot deel van de *baseload*-productie leveren. Bovenvermelde productiemiddelen produceren onophoudelijk aan een min of meer constant niveau wegens technische aspecten of financiële incentives. In punt A zien we dat de biomassaproductie ongeveer een dag lang wordt gereduceerd als gevolg van een *forced outage*. Zoals eerder aangehaald, zijn er in elke simulatie een willekeurig aantal ongeplande uitdienstnames om de werkelijkheid zo goed mogelijk te benaderen.

Bovenop de *baseload* kan de weersafhankelijke productie van windmolens (zie blauwe vlak) en zonnepanelen (zie lichtgele vlak) worden waargenomen. Die productie is variabel, net zoals de weersomstandigheden. De productie van zonnepanelen is vrij beperkt, aangezien in dit simulatievoorbeeld een winterweek werd geprojecteerd. Merk ook op dat zowel de *baseload*-productie als de productie door de variabele hernieuwbare energiebronnen onafhankelijk gebeurt van de vraag.

Bovenop de *baseload*- en hernieuwbare productie worden de importvolumes afgebeeld. De beschikbare import fluctueert en kan op krappe momenten sterk terugvallen, zoals kan worden afgeleid uit de geprojecteerde importvolumes tijdens de avondpiek van dag twee. Naast *baseload*-productie, intermitterende hernieuwbare productie en import wordt de vraag verder ingevuld door de productie met flexibele CCGT-centrales, aangeduid door de rode kleur in bovenstaande figuur. Tijdens de wintermaanden draaien de CCGT's natuurlijk op volle toeren om aan de hoge vraagbehoefte te kunnen voldoen. Verder kan in Figuur 2.20 ook worden geconstateerd dat pompcentrales (zie punt B), batterijopslag (zie punt C) en piekcentrales (zie gele kleur) geactiveerd moeten worden – behalve op weekenddagen en tijdens daluren 's nachts – om tekorten op het net te voorkomen. Met uitzondering van de piekcentrales zijn de pomp- en batterijopslagcapaciteiten slechts te benutten tot ze alle opgeladen stroom hebben afgeleverd aan het net. Vervolgens moeten de opslageenheden opnieuw worden opgeladen, waardoor bijkomende vraag naar elektriciteit ontstaat. Vanuit geaggregeerd systeem perspectief zal aan die additionele vraagbehoefte worden voldaan met bijkomende CCGT-productie, zoals aangeduid in punt G. De piekeenheden of OCGT's worden in dit voorbeeld geactiveerd nadat alle opslagmiddelen werden aangewend. Ten slotte kan de vraag worden verlaagd als allerlaatste toevlucht om een tekort in de energievoorziening te voorkomen, zoals geïllustreerd in punt D. Indien die DSM-diensten niet ter beschikking waren geweest, had dat kunnen leiden tot een aanzienlijk tekort. Vraagverlagende DSM-toepassingen zijn echter wel beperkt in

termen van vermogen (MW) en in de tijd. Bovendien moet de gedaalde vraag gecompenseerd worden door een toename van de vraag op een later tijdstip. Dat wordt in de figuur weergegeven in punt F. Ook hier wordt de bijkomende vraag vanuit geaggregeerd systeemperspectief ingevuld door CCGT-productie.

Alle reeds vernoemde productiemiddelen die ter beschikking staan van het Belgische elektriciteitsnet kunnen echter ontoereikend zijn op bepaalde momenten. Een combinatie van ongeplande uitdienstnames, lage windproductie, weinig beschikbare import, uitgeputte opslageenheden en beperkt DSM-potentieel kan bij een hoog vraagpeil leiden tot een tekort, zoals aangetoond in punt E. Op dergelijke momenten komt de bevoorradingszekerheid in het gedrang en becijfert het model voor hoeveel uren het verbruik niet kan worden gedekt (i.e. LOLE-uren). Verder wordt ook gekwantificeerd hoeveel energie niet geleverd kon worden tijdens de LOLE-uren, ofwel de *energy not served*. Bemerkt dat het model op zoek gaat naar de vereiste *firm capacity* om gemiddeld over alle jaarsimulaties heen te voldoen aan het gehanteerde LOLE-criterium.

3



Resultaten

Inleiding

Een uitgebreid probabilistisch *dispatching*-model werd gebruikt om verschillende toekomstige situaties te simuleren. De output van de simulaties bestaat uit ramingen van de totale productiekost (incl. additionele netwerkinvesteringen), de CO₂-uitstoot en de capaciteit aan gascentrales die nodig is om de bevoorradingszekerheid te garanderen. In de volgende paragrafen worden de modelresultaten van de verschillende scenario's in detail geanalyseerd. We vatten eerst de basisassumpties per scenario nog even samen:

- Referentie (REF): Conventionele assumpties over de verschillende inputvariabelen, zoals een beperkte toename van de vraag. Het aandeel van wind- en zonne-energie blijft aan het huidige tempo verder groeien en er wordt geïnvesteerd in bijkomende biomassacentrales. De DSM-capaciteit verdubbelt tussen vandaag en 2030, en een half miljoen elektrische wagens wordt in beperkte mate aan het net gekoppeld.
- Nucleair (NUC): Dezelfde conventionele assumpties als het REF-scenario, met als enige verschil het uitstel van de nucleaire *phase-out*. Ongeveer 4 000 MW aan nucleaire capaciteit blijft aanwezig in het systeem tot 2030.
- Alternatief (ALT): Een groenere variant van het referentiescenario. Een hogere groei van hernieuwbare energie wordt gecombineerd met één miljoen elektrische wagens, waarvan een groter percentage slim aangesloten is. Ook de toename van de import is hoger en de opslagcapaciteit van de waterkrachtcentrales wordt verder uitgebreid. Zowel de totale elektriciteitsvraag als piekvraag stijgen.
- Radicaal (RAD): Het allergroenste scenario. Niet alleen is de toename van de wind- en zonne-energie nog sterker en zijn er nog meer slim aangesloten elektrische wagens, maar ook de vraag kent een heel ander verloop dan het REF- en ALT-scenario. Onder de assumptie van een sterke verbetering op het vlak van energie-efficiëntie *daalt* die tot ze in 2030 12% lager is dan vandaag. Ook hier wordt de opslagcapaciteit van de waterkrachtcentrales verhoogd. Er wordt echter geen biomassa bijgebouwd.

Om een zo compleet en transparant mogelijk beeld te bieden, voerden we diverse sensitiviteitsanalyses uit door per scenario bepaalde assumpties te wijzigen en de impact ervan te kwantificeren. Zo werden er bijvoorbeeld voor het REF-scenario ook varianten met een constante en dalende vraag gesimuleerd, evenals varianten met een constante en stijgende vraag voor het RAD-scenario. Enkele van die varianten of sensitiviteitsoefeningen zijn opgenomen in de bespreking van de resultaten.

Onderstaande tabel geeft de resultaten per scenario weer. Het model berekent de behoefte aan *firm capacity* (CCGT + OCGT), de CO₂-uitstoot en de totale pro-

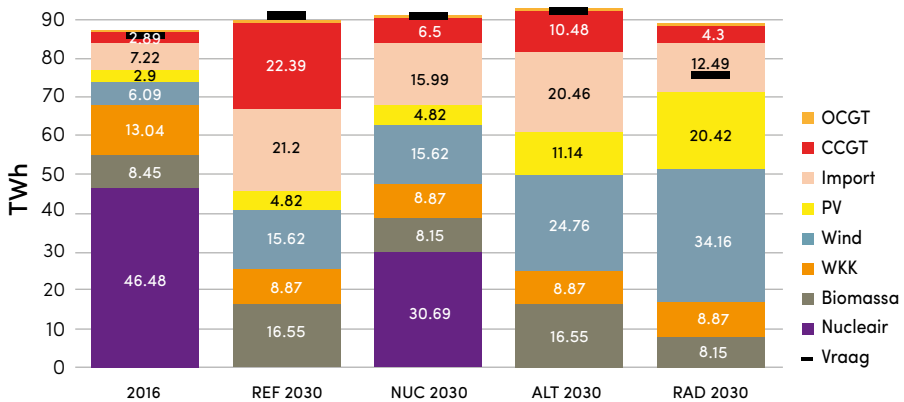
Tabel 3.1: Overzicht van de modelresultaten in verschillende scenario's

	2016	REF 2030	NUC 2030	ALT 2030	RAD 2030	
Vraag						
Piekvraag	13 750	14 750	14 750	15 000	11 433	MW
Totale vraag	86,0	91,1	91,1	92,4	76,3	TWh
Controleerbaar vermogen						
Nucleair	5 927	0	3 913	0	0	MW
CCGT	3 042	5 000	2 600	3 800	2 000	MW
OCGT	778	2 750	2 500	2 600	1 200	MW
Biomassa	1 258	2 463	1 213	2 463	1 213	MW
WKK	1 938	1 318	1 318	1 318	1 318	MW
Hydro RoR	114	114	114	114	114	MW
Totaal controleerbaar vermogen	13 057	11 645	11 658	10 295	5 845	MW
Reservemarge	-5%	-21%	-21%	-31%	-49%	%
Variabel hernieuwbaar vermogen (VRES)						
PV	3 200	5 326	5 326	7 326	13 431	MW
Wind	2 429	6 225	6 225	8 225	11 345	MW
Totaal VRES	5 629	11 551	11 551	15 551	24 776	MW
Pseudo-capaciteit						
Max import	4 500	9 000	9 000	9 000	9 000	MW
Gemiddelde importcapaciteit	1 100	2 700	2 700	3 500	3 500	MW
Hydro PS (vermogen)	1 308	1 308	1 308	1 908	1 908	MW
Hydro PS (duur)	5	5	5	5	5	h
Batterij kleine schaal (vermogen)	0	50	50	350	550	MW
Batterij kleine schaal (duur)	0	3	3	3	5	h
Batterij grote schaal (vermogen)	0	90	90	390	490	MW
Batterij grote schaal (duur)	0	3	3	3	7	h
Aantal EV's	4 368	51 7603	51 7603	929 923	2 000 357	#
% slim aangesloten	0%	38%	38%	49%	65%	%
EV's (vermogen)	0	1 048	1 048	2 448	7 048	MW
EV's (duur)	0,0	5,6	5,6	6	7	h
Flexibele vraag/DSM (vermogen)	826	1 600	1 600	2 000	2 500	MW
Flexibele vraag/DSM (duur)	5	5	5	8	8	h
Totale batterijopslag (vermogen)	0	1 188	1 188	3 188	8 088	MW
Totale pseudo-capaciteit	3 234	6 796	6 796	10 596	15 996	MW
Pseudo-reservemarge	18%	25%	25%	39%	91%	%
Energiezekerheid						
LOLE	0,7	2,8	2,6	2,7	2,9	h
Gemiddeld surplus	912	692	1 130	2 129	4 427	MW
Totaal surplus	2 088	55	1 113	1 445	13 672	GWh
Kost						
Economische kost	4,70	9,10	6,90	9,40	9,50	mrd. EUR
Economische kost	54,90	100,10	76,10	102,10	125,0	€/MWh
Duurzaamheid						
Binnenlandse CO ₂ -emissies	9,30	13,81	8,08	9,47	7,22	Mln. ton
CO ₂ -emissies import	2,64	7,76	5,85	7,49	4,57	Mln. ton
Totale CO ₂ -emissies	11,94	21,57	13,93	16,96	11,79	Mln. ton

ductiekost. Het vraagteken uit Tabel 1.1 is deze keer vervangen door de becijferde capaciteiten. Elk scenario biedt energiezekerheid, in die zin dat de vraag gevolgd kan worden door de combinatie van binnenlandse productie en import. Het garanderen van die energiezekerheid vraagt per scenario andere investeringen in gascentrales en leidt tot aanzienlijke verschillen in de totale productiekost en CO₂-uitstoot uit de productie van elektriciteit. We bespreken de belangrijkste verschillen verder in dit deel.

De elektriciteitsproductie uit de beschikbare capaciteiten in Tabel 3.1 wordt voor 2030 samengevat in Figuur 3.1. Daarbij valt op dat de forse toename van variabele hernieuwbare capaciteit in het alternatieve en vooral in het radicale scenario tot een minder dan proportionele toename van de elektriciteitsproductie leidt. Dat is logisch, aangezien die capaciteiten vanwege hun weersafhankelijkheid slechts een fractie van hun theoretische maximale productie behalen. Per scenario hebben we ook de totale vraag op jaarbasis aangeduid met een zwart horizontaal streepje. Daarbij valt op dat het radicale scenario een aanzienlijke overproductie van elektriciteit kent (zie verder).

Figuur 3.1: Overzicht van de gemodelleerde elektriciteitsproductie in 2016 en alle basisscenario's in 2030



Analyse van de gascentrales

Als gevolg van de nucleaire *phase-out*, waarbij een zeer belangrijk deel aan koolstofarme productiecapaciteit verdwijnt, ontstaat er in de meeste scenario's een aanzienlijke nood aan investeringen in nieuwe gascentrales. Tot 2030 kan de energiezekerheid niet gegarandeerd worden zonder gascentrales. Hoeveel gascentrales er precies nodig zullen zijn, wordt in grote mate bepaald door de evolutie van de vraag naar elektriciteit. Ook de eventuele bijbouw van biomassacentrales speelt een belangrijke rol, terwijl de hoeveelheid bijkomende variabele hernieuwbare energie, DSM of de import van elektriciteit minder bepalend zijn voor de behoefte aan gascentrales. Een deel van de gascentrales die noodzakelijk zijn in 2025 loopt het risico niet langer nodig te zijn in 2030. Hoewel gascentrales essentieel zijn als flexibele back-up in een toekomst met meer hernieuwbare energie, zal het aantal draaiuren (zeer) beperkt zijn. Dat betekent enerzijds dat de invoering van een capaciteitsmechanisme moeilijk te vermijden wordt, en anderzijds dat er een hogere nood zal zijn aan OCGT-centrales t.o.v. CCGT-centrales.

Om energiezekerheid na de kernuitstap te kunnen garanderen, moet er worden geïnvesteerd in controleerbare thermische capaciteit. Afhankelijk van de evolutie van de vraag is er in 2025 in het REF-scenario nood aan 4000 à 5000 MW CCGT-capaciteit en 1900 à 2650 MW OCGT-capaciteit (zie Tabel 3.3 waarin enkele sensitiviteiten ten opzichte van Tabel 3.2 worden weergegeven), en dat ondanks de 1250 MW bijkomende biomassacapaciteit waar in dit scenario vanuit gegaan wordt. In de periode na 2025 toont Tabel 3.3 dat bij meerdere scenario's de totale hoeveelheid noodzakelijke gascentrales daalt. Bij een constante vraag is dat in het REF-scenario een daling van 450 MW tot zelfs 950 MW bij een dalende vraag. Die problematiek is het sterkst in het RAD-scenario, waarbij er in 2030 2650 MW minder gascentrales nodig zijn dan vlak na de nucleaire *phase-out* in 2025. Die projectie is niet aantrekkelijk om investeringen in nieuwe gascentrales uit te lokken. Zelfs bij een stijgende vraag zien we in het RAD-scenario een daling van de behoefte aan gascentrales met 30%. Een deel van de gascentrales die noodzakelijk zijn in 2025 loopt dus het risico om enkele jaren later als *'stranded asset'* beschouwd te worden. Dat alleen al maakt het voor een private investeerder risicovol en onaantrekkelijk om te investeren in een nieuwe gascentrale zonder overheidssteun.

Tabel 3.2: Overzicht van de evolutie van de CCGT-, OCGT- en de totale gascapaciteit in verschillende scenario's

Jaar	Scenario	CCGT (MW)	OCGT (MW)	Totaal Gas (MW)
2016	Beginsituatie	3 042	778	3 820
2021	In alle scenario's	3 000	286	3 286
2025	REF	5 000	2 650	7 650
	REF constante vraag	4 800	2 350	7 150
	REF dalende vraag	4 000	1 900	5 900
	NUC	2 500	2 500	5 000
	ALT	4 000	3 100	7 100
	RAD	3 800	2 050	5 850
	RAD constante vraag	3 800	3 550	7 350
	RAD stijgende vraag	5 000	2 550	7 550
2030	REF	5 000	2 750	7 750
	REF constante vraag	5 000	1 700	6 700
	REF dalende vraag	3 300	1 650	4 950
	REF LOLE 10	4 750	2 500	7 250
	NUC	2 600	2 500	5 100
	ALT	3 800	2 600	6 400
	RAD	2 000	1 200	3 200
	RAD constante vraag	3 400	1 200	4 600
	RAD stijgende vraag	4 050	1 300	5 350
	RAD LOLE 10	2 100	600	2 700

Wanneer we met een focus op 2030 de scenario's met elkaar vergelijken, merken we grote verschillen op wat betreft de hoeveelheid gascentrales. Zo is er bijvoorbeeld 7 650 MW (5 000 MW CCGT + 2 650 MW OCGT) nodig in het REF-scenario, maar slechts 3 200 MW (2 000 MW CCGT + 1 200 MW OCGT) in het RAD-scenario. Meerdere factoren spelen een rol in het verklaren van die aanzienlijke verschillen. Uit de sensitiviteitsanalyse blijkt dat ongeveer 50% van dat verschil toe te schrijven is aan de lagere vraag naar elektriciteit in het RAD-scenario. Ook de bijbouw van biomassa speelt uiteraard een rol. Indien er in het REF-scenario toch geen biomassa zou worden bijgebouwd, stijgt de nood aan gascentrales met een ongeveer equivalente hoeveelheid. Het resterende verschil in de behoefte aan gascentrales tussen REF en RAD is het resultaat van de verschillen inzake gemiddelde importcapaciteit, DSM, opslagcapaciteit, windcapaciteit en PV-capaciteit. Indien beleidsmakers dure investeringen in nieuwe maar relatief weinig gebruikte gascentrales willen vermijden, is inzetten op een lagere vraag de prioriteit. Ten slotte kan worden opgemerkt dat een minder streng LOLE-criterium (LOLE 10 i.p.v. 3) slechts leidt tot een lagere behoefte aan gascapaciteit ten belope van 500 MW in het REF- en RAD-scenario.

Het aangewende model kwantificeert naast de capaciteitsvereisten (hoeveelheid MW) ook de benutting van het regelbaar vermogen (aantal draaiuren). Het

aantal operationele uren van de gascentrales is vóór de nucleaire *phase-out* zeer problematisch als gevolg van de grote *baseload*-capaciteit die al aanwezig is in het systeem. Afhankelijk van de vraag bedraagt de *load factor* van CCGT's in het REF-scenario gemiddeld 5 à 10% in 2021. In het RAD-scenario is de situatie nog ongunstiger (gemiddelde *load factor* van 2%) als gevolg van de dalende vraag én sterke expansie van hernieuwbare productie.

Tabel 3.3: Evolutie van de gemiddelde *load factor* van CCGT's en OCGT's in verschillende scenario's

Jaar	Scenario	Gemiddelde LF CCGT	Spreiding LF CCGT	Gemiddelde LF OCGT	Spreiding LF OCGT
2016	REF	11%	2% - 25%	0,4%	n/a
2021	REF	10%	2% - 23%	0,8%	n/a
	REF dalende vraag	5%	1% - 13%	0,2%	n/a
	NUC	10%	2% - 23%	0,8%	n/a
	ALT	9%	1% - 20%	0,7%	n/a
	RAD	2%	1% - 6%	0,1%	n/a
2025	REF	55%	20% - 87%	3,6%	1% - 6%
	REF dalende vraag	44%	15% - 73%	2,9%	1,5% - 4%
	NUC	33%	16% - 51%	3,5%	1% - 6,5%
	ALT	47%	24% - 70%	4,1%	0,5% - 7%
	RAD	32%	14% - 51%	3,2%	1,5% - 4,5%
2030	REF	51%	18% - 83%	3,0%	1% - 5%
	REF dalende vraag	39%	15% - 65%	4,0%	1,5% - 5,5%
	NUC	29%	14% - 45%	2,7%	1% - 4,5%
	ALT	31%	15% - 49%	2,8%	1,5% - 4%
	RAD	25%	18% - 31%	6,6%	5,5% - 7,5%

Na de kernuitstap is de context voor het CCGT-park in het REF-scenario een stuk gunstiger, met een gemiddelde *load factor* tussen de 39% en 51% in 2030, opnieuw afhankelijk van de vraag. In het ALT-scenario bedraagt de gemiddelde *load factor* van CCGT's slechts 31% in 2030, ondanks de licht hogere vraag in vergelijking met het REF-scenario. Dat effect op de *load factor* is volledig toe te schrijven aan de hogere variabele hernieuwbare productie in het ALT-scenario. Enerzijds zit hernieuwbare productie vóór CCGT's in de *merit order*. Meer variabele RES-productie heeft dus een direct effect op het aantal draaiuren van CCGT's. Anderzijds is er ook een indirect effect: indien een gedeelte van de vraag strategisch wordt verplaatst naar momenten met zeer hoge hernieuwbare productie (opwaartse DSM), ontstaat er neerwaartse druk op de draaiuren van de CCGT's. Dat effect maakt deel uit van de modelsimulaties en kan in de praktijk plaatsvinden a.d.h.v. een slim net gekoppeld aan slimme huishoudtoestellen, alsook d.m.v. een industrieel energieverbruik dat beter kan inspelen op hernieuwbare

(over)productie. Ten slotte heeft ook het NUC-scenario belangrijke gevolgen voor de benutting van de gascentrales. Indien een gedeelte van het nucleaire park operationeel blijft tot 2030, beperkt de relatief goedkope nucleaire *baseload*-productie de *load factor* van CCGT's in 2030 tot 29%. Wel moet worden opgemerkt dat al die *load factors* gemiddelden zijn. In de praktijk bestaat er binnen het gas-segment een *merit order* tussen de verschillende centrales. De modernste gascentrale heeft een hogere efficiëntie en kan dus produceren aan een lagere marginale kost dan de oudere. Dat creëert een aanzienlijke variatie van de *load factors* van de verschillende gascentrales. In het REF-scenario in 2030 ligt de *load factor* voor CCGT's bijvoorbeeld tussen 18% en 83%. Sommige gascentrales – in de praktijk zijn dat de recentste gascentrales – draaien dus bijna continu, terwijl andere centrales zelden worden ingeschakeld.

Het steeds lagere aantal draaiuren van de gascentrales in de periode na de nucleaire *phase-out* zorgt voor een investeringsparadox. Enerzijds is een hoge penetratie van intermitterende hernieuwbare energiebronnen onlosmakelijk verbonden met een groeiende nood aan flexibele back-up, maar anderzijds zal die back-up hoogstwaarschijnlijk niet rendabel zijn. De reguliere marktinkomsten voor de toekomstige gascentrales zullen te laag en onvoorspelbaar zijn om investeringen uit te lokken, waardoor aanvullende inkomsten uit andere bronnen noodzakelijk worden. Een nieuw capaciteits-mechanisme dat inkomsten garandeert op basis van *beschikbaarheid* (i.p.v. productie) kan een oplossing bieden. Een *capacity remuneration mechanism* of CRM zal bovendien extra belangrijk zijn met het oog op de eerder besproken mogelijkheid dat gascentrales die gebouwd worden ter compensatie van de nucleaire *phase-out* enkele jaren later al 'overbodig' worden vanuit een nationaal perspectief op energiezekerheid. Niemand zal in die centrales willen investeren zonder gegarandeerde inkomsten. Indien in ons land in de nabije toekomst geïnvesteerd wordt in de allernieuwste gascentrales heeft dat mogelijk een positief effect op de competitieve positie van het Belgische gaskapitaal in de Europese context. In combinatie met een significante uitbreiding van de interconnectiecapaciteit kan dat leiden tot een voldoende aantal draaiuren voor de efficiëntste Belgische gascentrales. Indien de buurlanden echter gelijkaardige investeringen doorvoeren, ontstaat een zeer competitieve situatie op Europees niveau die de rendabiliteit van investeringen in nieuwe gascentrales sterk kan drukken.

Doordat de gascentrales in de toekomst kampen met een beperkt aantal draaiuren verschuift het evenwicht tussen CCGT's en OCGT's. In een context met weinig en eerder korte productiemomenten genieten OCGT's de voorkeur. We constateren dan ook in elk scenario dat het vooral OCGT-centrales zijn die zullen moeten worden bijgebouwd in het komende decennium. Zo zien we bijvoorbeeld in het REF-scenario dat er in 2030 ongeveer 2000 MW meer OCGT-centrales nodig zullen zijn dan vandaag, wat neerkomt op een verviervoudiging. Het aantal CCGT-centrales daarentegen neemt slechts toe met 64%. In het RAD-scenario

zijn er in 2030 zelfs *minder* CCGT-centrales nodig dan vandaag, terwijl er ook hier nood is aan ongeveer 1 000 MW bijkomende OCGT-centrales.

Capaciteit van het Belgische gasnetwerk

Alle scenario's projecteren een aanzienlijke toename van de elektriciteitsproductie door gascentrales in de periode na de nucleaire *phase-out*. Vooral tegen 2025 is een forse toename van de gascapaciteit noodzakelijk. Dat vereist in de praktijk een robuust netwerk van pijpleidingen en gasopslaginfrastructuur. Er werd in deze studie niet concreet nagegaan of een eventuele upgrade van het Belgische gasnetwerk in dat opzicht noodzakelijk of technologisch haalbaar is, noch wat daarvan de potentiële investeringskost is. Het ontbreken van de benodigde gasinfrastructuur tegen 2025 hypothekeert natuurlijk de rol die gascentrales kunnen of moeten spelen vanuit energiezekerheidsperspectief.

Analyse van de economische kost

De combinatie van een nucleaire *phase-out* met een verdere toename van weersafhankelijke activa doet de totale kost om energiezekerheid te garanderen sterk toenemen naar 2030 toe. Enerzijds wordt relatief goedkope nucleaire productie vervangen door duurdere controleerbare technologieën zoals biomassa- en gascentrales. Anderzijds wordt er een dubbel systeem opgebouwd van zowel regelbare als weersafhankelijke activa. De regelbare activa – die dienst doen als essentiële back-upcapaciteit – worden bovendien geconfronteerd met een steeds lager aantal draaiuren. Daardoor stijgt de gemiddelde prijs waaraan de geproduceerde stroom verkocht moet worden om de investeringskost te recupereren over de levensduur van de productie-eenheid (m.a.w. de LCOE of *levelized cost of electricity* neemt toe door de hogere kapitaalkost per MWh). Door de combinatie van die effecten evolueert de productiekost voor elektriciteit van € 55/MWh in 2016 naar € 76 tot € 125/MWh in 2030, afhankelijk van het scenario.

De totale jaarlijkse kost om in elk scenario de energiezekerheid te garanderen, becijferen we als de optelsom van de kost van het gebruik van productieve activa in ons land – gascentrales, windmolens, enz. –, de kost van opslagtechnologieën en de kost van de invoer van elektriciteit. Die combinatie maakt het immers mogelijk om de vraag op elk moment te volgen. Aan de *plant-level* kost van de productieve activa voegen we wel de direct uitgelokte additionele netwerkkosten toe. Een forse toename van weersafhankelijke capaciteit vraagt immers netaanpassingen die doorgerekend worden aan de consument. Naast de jaarlijkse kost

die we becijferen in deze analyse zijn er nog de huidige kosten voor transmissie en distributie. Het net van vandaag zal ook in 2030 nog operationeel zijn. Die netwerkkosten nemen we zoals eerder vermeld niet op in onze analyse.

Voor 2016 vinden we een totale kost van € 4,7 mld. of € 54,9/MWh. Die kost per MWh meet alleen de gemiddelde totale kost van het gebruik van bovenvermelde activa en mag niet verward worden met de marginale kost van prijszetzende technologieën of met de totale kost per MWh die we terugvinden in de retailfacturatie. In 2030 vinden we een aanzienlijk hogere kost omdat de totale capaciteit fors toeneemt. In de drie scenario's met een volledige nucleaire *phase-out* stijgt de totale kost naar € 9,1 mld. tot € 9,5 mld. per jaar, wat neerkomt op een toename met 94% tot 102%. Het wijzigen van belangrijke hypothesen per scenario kan een grote impact hebben op de totale kostprijs. Indien we in het REF-scenario veronderstellen dat de vraag niet stijgt maar daalt – zoals in het RAD-scenario –, dan daalt de totale kost van € 9,1 mld. naar € 7,6 mld. (*ceteris paribus*). Veronderstellen we bij het REF-scenario de weersafhankelijke hernieuwbare capaciteit van het RAD-scenario, dan stijgt de totale kost in 2030 van € 9,1 mld. tot € 10,9 mld.

Het NUC-scenario, waarbij nog 4000 MW nucleaire capaciteit in gebruik blijft, kent daarentegen een toename van slechts 47% in vergelijking met 2016. De lagere kostprijs is het gevolg van lagere investeringen in nieuwe activa. Met het NUC-scenario valt de totale kost in 2030 24% lager uit dan in het REF-scenario. Daarbij houden we natuurlijk rekening met de kost van de levensduurverlenging van de kerncentrales. Die conclusies zijn het resultaat van het gehanteerde tijdsperspectief van deze analyse. Na het eindpunt van onze analyse in 2030 komt er hoe dan ook een moment waarop de overblijvende nucleaire centrales niet langer gebruikt worden, waardoor investeringen in nieuwe activa nodig zullen zijn. Indien in 2035 of 2040 de resterende kerncentrales gesloten worden, is het zeer waarschijnlijk dat ook dan nog investeringen in nieuwe gascentrales nodig zullen zijn. Bij een analyse die loopt tot 2040 of 2050 in plaats van tot 2030 komt het nucleaire scenario niet noodzakelijk als het goedkoopste scenario uit de bus. Zo is het bijvoorbeeld mogelijk dat na 2030 minder technologiebedrijven gascentrales aanbieden omwille van de slinkende markt. In 2035 investeren in gascentrales is niet gegarandeerd goedkoper dan in 2025 investeren in nieuwe gascapaciteit. Ook kunnen CCGT's in 2035 of 2040 meer flexibel en met veel minder draaiuren gebruikt worden dan vandaag en in 2025, wat aanzienlijke aanpassingskosten of veel hogere noodzakelijke subsidiestromen met zich kan meebrengen. Dat alles is vandaag moeilijk in te schatten, wat net verklaart waarom de meeste analyses een vrij kort tijdsperspectief hanteren. Mochten de kerncentrales echter aanzienlijk langer operationeel blijven – bijvoorbeeld tot na 2050 –, is het onduidelijk in welke mate vervangende gascapaciteit nodig zal zijn.

Het radicale scenario kent in vergelijking met de andere scenario's een dalende vraag, waardoor de productiekost uitgedrukt in €/MWh een stuk hoger ligt dan

in het REF- of ALT-scenario (namelijk € 125/MWh t.o.v. € 100/MWh voor REF 2030). Daarnaast vertrekt het radicale scenario van een veel hogere weersafhankelijke hernieuwbare capaciteit met een hoge kapitaalkost per MWh. Tabel 3.4 geeft een gedetailleerd overzicht van alle individuele componenten die deel uitmaken van die kostencijfers. Deze analyse vertrekt van de LCOE's per technologie, waarbij rekening werd gehouden met de al afgeschreven kapitaalkosten van de kerncentrales. In Tabel 3.4 valt o.a. de hoge kost van de biomassa centrales op. Zelfs in het alternatieve scenario met een zeer hoge capaciteit aan windturbines en zonnepanelen is de factuur van de biomassa bijna even hoog als die van de windparken. Ook valt op dat de factuur van de aanzienlijke en cruciale gascapaciteit eerder laag uitvalt in vergelijking met de factuur van de weersafhankelijke technologieën. In het alternatieve scenario kost het gaspark een beetje meer dan het zonnepark, maar aanzienlijk minder dan het windpark. In het radicale scenario kost het gaspark minder dan het WKK-park en veel minder dan het zonnepark of het windpark. De factuur van het totale gaspark bedraagt 8,3% van de totale directe productiekost in het radicale scenario. Alleen in het referentiescenario kost het gaspark in 2030 meer dan het weersafhankelijke hernieuwbare productiepark, of ongeveer 32% van de totale directe productiekost. Ook valt op dat zelfs in het radicale scenario de jaarlijkse kost van opslag en van DSM in 2030 relatief beperkt blijft. Opslag en DSM kosten in dit scenario samen minder dan de piekcentrales. De cijfers suggereren al dat opslag en DSM in 2030 niet van doorslaggevend belang kunnen zijn voor het functioneren van het elektriciteitssysteem. Ook vallen de bedragen betaald in 2030 aan de hoge import van elektriciteit op. In het radicale scenario betalen we in 2030 meer voor de invoer van elektriciteit dan voor de eigen gascentrales, terwijl het gaspark in het alternatieve scenario maar 'een beetje' duurder is dan de importfactuur. In dat laatste scenario kost invoer evenveel als het Belgische zonnepark. Ten slotte dient opgemerkt dat de bijkomende *grid*- en *balancing* kosten alleen in het alternatieve en vooral in het radicale scenario zwaar doorwegen. In het radicale scenario zijn de bijkomende *grid*- en *balancing* kosten uitgelokt door zonnepanelen en windturbines hoger dan de kosten van het totale gaspark!

Tabel 3.4 biedt heel wat elementen aan die toelaten de kostprijs van de noodzakelijke gascentrales te relativiseren. Daarmee suggereren we niet dat de factuur van eventuele capaciteitsvergoedingen voor gascentrales te verwaarlozen zou zijn. Wel valt op dat er veel minder discussie is over bijvoorbeeld de factuur van import of de factuur van de netwerkaanpassingen om een hogere weersafhankelijke productie mogelijk te maken.

Tabel 3.4: Overzicht van de verschillen in jaarlijkse productiekost, inclusief details over de verschillende componenten

	2016	REF 2030	NUC 2030	ALT 2030	RAD 2030
Totale kost					
ld. EUR	4,7	9,1	6,9	9,4	9,5
€/MWh	54,9	100,1	76,1	102,1	125
Directe productiekosten					
in mln. EUR					
Nucleair	1 117,7	0	963,5	0	0
Biomassa	959,0	1 915,1	943,1	1 915,1	943,1
WKK	795,8	781,8	781,8	781,8	781,8
Hydro	132,7	141,2	137,1	157,4	176,6
PV	373,5	567,6	567,6	1 248,9	2 205,9
Wind	484,9	1 403,3	1 399,4	2 154,2	2 991,3
CCGT	405,4	2 647,7	832,0	1 319,9	565,1
OCGT	35,2	217	185,7	196,1	154,9
Batterijopslag (incl. V2G)	0	21,3	17,1	38,1	67,2
Import	360,8	1 254,7	946,4	1 210,8	739,0
DSM	18,8	38,1	35,0	46,5	56,7
Totaal	4 683,8	8 987,8	6 808,7	9 068,8	8 681,6
Additionele grid-kosten					
in mln. EUR					
	20,9	80,0	74,0*	241,0	599,2
Additionele balancing kosten					
in mln. EUR					
	14,1	51,4	48,6*	123,0	254,2

**De additionele grid- en balancing kosten zijn verschillend tussen REF 2030 en NUC 2030 doordat die kosten afhankelijk zijn van de penetratiegraad van hernieuwbare energiebronnen in de totale binnenlandse productie. De grid- en balancing kosten nemen toe met een stijgende penetratiegraad. In het nucleaire scenario is de binnenlandse productie hoger dan in het referentiescenario doordat er meer baseload-productie is en minder import noodzakelijk is. Bijgevolg zijn de relatieve penetratiegraad en de bijkomende grid- en balancing kosten van hernieuwbare energiebronnen dus iets lager in vergelijking met het referentiekader.*

Sensitiviteitsoefening: nucleair scenario met 2 000 MW kerncentrales (in plaats van 4 000 MW)

Jaar	Scenario	CCGT (MW)	OCGT (MW)	Eco. kost (€/MWh)	Binnenlandse CO ₂ -uitstoot (miljoen ton)
2025	NUC	2 500	2 500	73,7	9,51
	NUC 2 000	4 250	2 400	82,2	13,09
	<i>Vershil</i>	-1 750	+100	-8,5	-3,58
2030	NUC	2 600	2 500	76,1	8,08
	NUC 2 000	3 600	3 300	86,3	11,48
	<i>Vershil</i>	-1 000	-800	-10,2	-3,4

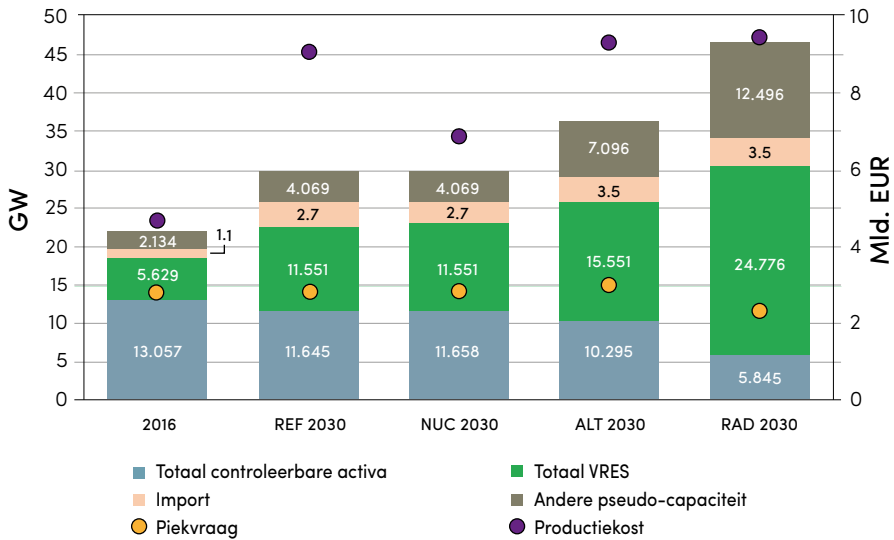
In het nucleaire scenario veronderstellen we dat tot 2030 ongeveer 4 000 MW nucleaire capaciteit beschikbaar blijft. De behouden nucleaire capaciteit kan lager uitvallen, bijvoorbeeld 2 000 MW of 3 000 MW. In de praktijk zal de politieke bepaling van de operationele nucleaire capaciteit tot 2030 wellicht afhangen van de schaalvoordelen geboden door de sites in Doel en Tihange. Als alternatief van het nucleaire scenario met 4 000 MW overblijvende capaciteit, analyseerden we ook de impact van een NUC-scenario met 2 000 MW. Het enige verschil tussen beide nucleaire scenario's is de omvang van de nucleaire capaciteit in 2025 en 2030.

De analyse op basis van het NUC-2 000 MW-scenario leert dat het terugdringen van het nucleaire productiepark impliceert dat het aantal gascentrales moet toenemen om de energiezekerheid te garanderen. Dat mag geen grote verrassing zijn. We vinden in 2030 een toename van 1 000 MW CCGT's en 800 MW OCGT's ten opzichte van het conventionele nucleaire scenario. Die investeringen in nieuw gaskapitaal gaan gepaard met een stijging van de economische kost van ongeveer € 10/MWh. Een afname van het koolstofarme nucleaire productievermogen impliceert ook een stijging van de CO₂-emissies. De CO₂-uitstoot afkomstig van de binnenlandse productiemiddelen bedraagt 11,5 miljoen ton, of zo'n 3,4 miljoen ton meer t.o.v. het oorspronkelijke nucleaire scenario. Ondanks de inkrimping van het nucleaire productievermogen tot 2 000 MW heeft het alternatieve nucleaire scenario een lagere economische kost met lagere binnenlandse CO₂-emissies dan het referentiescenario.

Ongeacht het scenario zal de jaarlijkse factuur in 2030 hoger uitvallen dan vandaag. Een verklaring voor de aanzienlijke toename van de totale kost in 2030 is de uitbouw van een 'dubbel systeem' met weersafhankelijke naast controleerbare

capaciteit. De weersafhankelijke technologieën vereisen immers een essentiële back-up aan controleerbaar productievermogen. Zoals Figuur 3.2 aantoont, gaat dat in alle scenario's gepaard met een totaal productievermogen dat een veelvoud wordt van de piekvraag. Dat dubbele systeem met een enorme overcapaciteit aan activa resulteert onvermijdelijk in een sterke toename van de productiekost en een lagere gemiddelde benutting van alle productieve activa.

Figuur 3.2: Evolutie van het totale productiepark

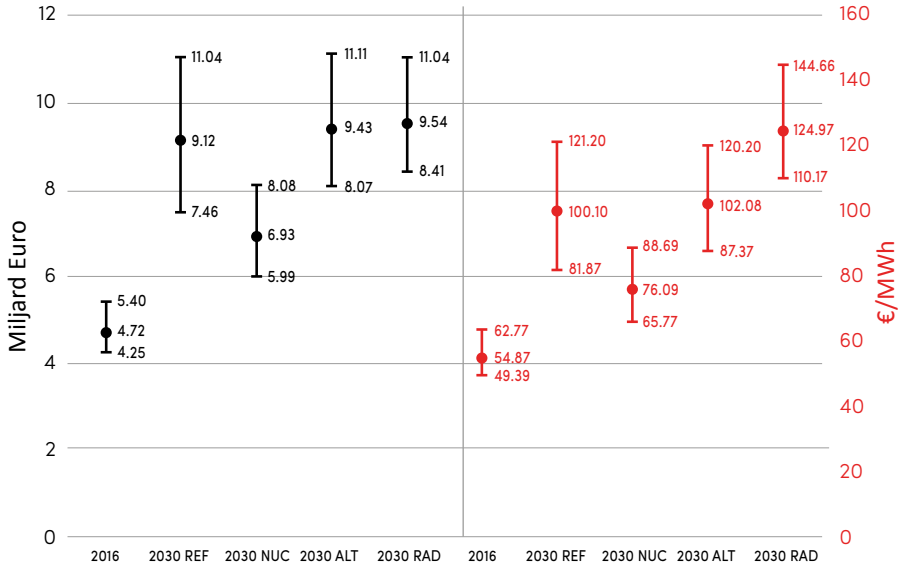


Opmerking: In de categorie 'andere pseudo-capaciteit' zitten hydro pumped storage, DSM en batterijopslag (inclusief die in elektrische voertuigen). 'Productiekost' is de kost voor de jaarlijkse totale productiekost, inclusief de additionele netwerkcosten.

Projecties van kosten in 2030 zijn afhankelijk van assumpties over de evolutie van de investeringskost per technologie. Zo kunnen in 2025 nieuwe windturbines aanzienlijk tot spectaculair goedkoper uitvallen dan vandaag. Op basis van de literatuur bepaalden we in onze kostenanalyse voor elke technologie een optimistisch, conventioneel en pessimistisch pad wat betreft de te verwachten kostprijsreductie. In bovenstaande tabel en figuur vermelden we de resultaten vertrekkende van de conventionele kostenassumpties. In Figuur 3.3 geven we de vork van becijferde kostprijzen waarbij de laagste waarden het gevolg zijn van de optimistische kostprijsassumpties en de hoogste waarden het gevolg zijn van de pessimistische kostprijsassumpties. Daaruit blijkt dat de impact van een snelle reductie van toekomstige investeringskosten als gevolg van leereffecten en schaaleconomieën zeer ingrijpend is. Voor het REF-scenario vinden we een totale kost van

€ 7,48 mld. in de optimistische variant tegenover € 11,04 mld. bij de pessimistische variant.

Figuur 3.3: Overzicht van de ingeschatte vorken van de economische kost in 2030 in de verschillende scenario's



De kost van vraagverlaging

De kostenresultaten voor de verschillende scenario's geven een goede indicatie van de verwachte meerkost tegen 2030. Toch kan het realiseren van een bepaald toekomstbeeld in de praktijk nog aanzienlijke bijkomende kosten noodzaken die in deze studie niet in rekening werden gebracht, aangezien er uitsluitend wordt gefocust op de kosten in de elektriciteitssector. Zo is het bijvoorbeeld mogelijk dat er een aanzienlijke kost gepaard gaat met het bewerkstelligen van de structurele vraagverlaging die wordt verondersteld in het radicale scenario. Investerings in energie-efficiëntie – niet alleen in particuliere woningen maar ook in allerlei andere economische sectoren – hebben immers een *upfront* prijs. Ook de sterke toename van het aantal elektrische voertuigen kan de inzet van dure fiscale en andere stimuli noodzaken. Hoewel die investeringen op termijn kunnen leiden tot aanzienlijke kostenbesparingen, mogen de aanverwante investeringskosten niet zomaar genegeerd worden. Het radicale scenario kan dus in de praktijk aanzienlijk duurder uitvallen.

Analyse van de CO₂-uitstoot

Het verdwijnen van de koolstofarme nucleaire technologie uit de toekomstige energiemix zal gepaard gaan met een significante CO₂-uitdaging. Het beperken van de emissietoename door de kernuitstap vereist aanzienlijke investeringen in hernieuwbare energie en energie-efficiëntie. Enkel het radicale scenario zonder kerncentrales maar met een combinatie van 25 gigawatt aan wind- en PV-capaciteiten en vooral een sterk dalende vraag, maakt in 2030 een lagere binnenlandse CO₂-uitstoot mogelijk dan vandaag. In 2030 is de CO₂-uitstoot bij het alternatieve scenario vergelijkbaar met de huidige uitstoot. In alle scenario's stijgt de import van elektriciteit. Wanneer we ook met die uitstoot rekening houden, blijkt dat de optelsom van de binnenlandse en in de import geïncorporeerde uitstoot in 2030 sterk toeneemt ten opzichte van het uitstootniveau in 2016. Dat is ook het geval in het nucleaire scenario, maar niet in het radicale scenario.

Algemeen kan worden geconcludeerd dat het garanderen van energiezekerheid na de kernuitstap gepaard gaat met een stijging van de CO₂-uitstoot. Dat is geen verrassing, aangezien de koolstofarme nucleaire technologie voor een groot deel vervangen wordt door gascentrales. In het REF-scenario gaat de kernuitstap bijna gepaard met een verdubbeling van de binnenlandse CO₂-emissies tussen 2021 en 2025. Indien additionele investeringen in biomassa uitblijven, stijgen de CO₂-emissies zelfs met 142% in 2025 t.o.v. 2021. Het uitstellen van een volledige exit van nucleaire energie (zie NUC-scenario in Tabel 3.5) heeft een gunstig effect op de CO₂-uitstoot: in 2025 wordt 6,1 miljoen ton CO₂ – of zo'n 40% – minder uitgestoten door binnenlandse productiemiddelen in vergelijking met het REF-scenario. Het RAD-scenario, dat gekenmerkt wordt door een dalende vraag naar elektriciteit en radicale assumpties m.b.t. hernieuwbare energiebronnen (24,7 GW aan VRES), opslag en DSM, slaagt er net niet in om de meeruitstoot die gepaard gaat met de kernuitstap te neutraliseren tegen 2030. In het radicale scenario stijgt de binnenlandse uitstoot van 6,5 miljoen ton in 2021 tot 7,2 miljoen ton in 2030. Wel ligt de uitstoot van het radicale scenario in 2030 lager dan de uitstoot in 2016, namelijk 7,2 miljoen ton in 2030 ten opzichte van 9,3 miljoen ton in 2016.

Tabel 3.5: Evolutie van de totale CO₂-emissies in verschillende scenario's (miljoen ton)

	2016	2021	2025	2030
REF				
<i>Binnenlandse CO₂</i>	9,30	7,63	15,6	13,81
<i>Import CO₂</i>	2,64	2,34	6,28	7,76
<i>Totale CO₂</i>	11,94	9,97	21,88	21,57
REF zonder additionele investeringen in biomassacentrales				
<i>Binnenlandse CO₂</i>	9,30	7,63	18,49	16,58
<i>Import CO₂</i>	2,64	2,34	6,46	8,03
<i>Totale CO₂</i>	11,94	9,97	24,95	24,61
REF dalende vraag				
<i>Binnenlandse CO₂</i>	9,30	6,9	12,19	9,75
<i>Import CO₂</i>	2,64	1,52	5,79	6,52
<i>Totale CO₂</i>	11,94	8,42	17,97	16,27
REF constante vraag				
<i>Binnenlandse CO₂</i>	9,30	7,28	13,99	12,12
<i>Import CO₂</i>	2,64	2,02	6,2	7,49
<i>Totale CO₂</i>	11,94	9,29	20,19	19,62
ALT				
<i>Binnenlandse CO₂</i>	9,30	7,4	13,08	9,47
<i>Import CO₂</i>	2,64	2,02	6,31	7,49
<i>Totale CO₂</i>	11,94	9,42	19,4	16,96
NUC				
<i>Binnenlandse CO₂</i>	9,30	7,63	9,51	8,08
<i>Import CO₂</i>	2,64	2,34	4,8	5,85
<i>Totale CO₂</i>	11,94	9,97	14,31	13,94
RAD				
<i>Binnenlandse CO₂</i>	9,30	6,56	10,59	7,22
<i>Import CO₂</i>	2,64	0,83	4,81	4,57
<i>Totale CO₂</i>	11,94	7,39	15,41	11,79
RAD constante vraag				
<i>Binnenlandse CO₂</i>	9,30	6,79	12,06	8,46
<i>Import CO₂</i>	2,64	1,19	5,44	5,63
<i>Totale CO₂</i>	11,94	7,98	17,5	14,08
RAD stijgende vraag				
<i>Binnenlandse CO₂</i>	9,30	7,01	13,03	9,14
<i>Import CO₂</i>	2,64	1,43	5,65	6,09
<i>Totale CO₂</i>	11,94	8,44	18,68	15,23
RAD met additionele investeringen in biomassacentrales				
<i>Binnenlandse CO₂</i>	9,30	6,56	9,18	6,36
<i>Import CO₂</i>	2,64	0,83	4,11	3,73
<i>Totale CO₂</i>	11,94	7,39	13,29	10,09

Met het radicale scenario bekomen we in 2030 een reductie van de binnenlandse CO₂-uitstoot van 47,7% ten opzichte van het REF-scenario. Daartegenover staan een sterke daling van de vraag en een totale VRES-capaciteit die meer dan het dubbele bedraagt (24,7 GW) t.o.v. het REF-scenario in 2030 (11,5 GW). Wanneer additionele investeringen in biomassacapaciteit zouden worden toegevoegd aan het RAD-scenario, kan er een beperkte daling van de binnenlandse CO₂-uitstoot worden gerealiseerd tussen 2021 en 2030 (6,56 miljoen ton in 2021 ten opzichte van 6,36 miljoen ton CO₂ in 2030). Daarbij moet worden opgemerkt dat zelfs in dat scenario geen sprake is van een daling van de totale uitstoot, inclusief de uitstoot gerelateerd aan de import. In Tabel 3.5 tonen we de totale uitstoot die bestaat uit de optelsom van de binnenlandse uitstoot en de geïncorporeerde uitstoot van de geïmporteerde elektriciteit. Zowel in het referentiescenario als in alle andere scenario's wordt voor de eenvoud verondersteld dat alle geïmporteerde elektriciteit tussen vandaag en 2030 in gelijke mate uit Duitsland (25%), Nederland (25%), VK (25%) en Frankrijk (25%) komt. Vanwege de sterk verschillende productieparks in de buurlanden zijn er verschillen in de CO₂-intensiteit van elke geïmporteerde MWh of GWh. De gehanteerde assumpties m.b.t. de CO₂-intensiteit in de landen waarvan België importeert, worden weergegeven in Tabel 3.6. Tot slot toont Figuur 3.4 de evolutie van de binnenlandse CO₂-uitstoot (dus zonder de import van elektriciteit).

Tabel 3.6: Assumpties over de buitenlandse CO₂-intensiteit

	CO ₂ -equivalente uitstoot; ton per GWh
België	171
Nederland	450
Frankrijk	74
Duitsland	480
Verenigd Koninkrijk	460

Biomassa speelt een belangrijke rol in zowel het referentie- als het alternatieve scenario; in 2030 veronderstellen we in beide scenario's een biomassacapaciteit van ongeveer 2.500 MW (ten opzichte van een huidige capaciteit van ongeveer 1.200 MW). In het nucleaire en radicale scenario blijft de biomassacapaciteit min of meer stabiel tussen 2016 en 2030. Biomassacentrales zijn niet bepaald populair omwille van de hoge subsidiestromen die ze uitlokken. Ook is er vandaag meer aandacht voor eventuele consequenties inzake fijn stof dan pakweg tien jaar geleden. Wie oordeelt dat extra biomassacapaciteit absoluut niet wenselijk is, moet beseffen dat de CO₂-consequenties aanzienlijk kunnen zijn. Indien we in het referentiescenario de biomassacapaciteit niet laten toenemen maar constant houden,

dan stijgt de binnenlandse CO₂-uitstoot in dit scenario van 13,8 miljoen ton naar 16,5 miljoen ton CO₂ in 2030. Dat is een toename met bijna 20%. Met een uitstoot van 16,5 miljoen ton is dat aangepaste scenario letterlijk dubbel zo CO₂-intensief als het nucleaire of het radicale scenario. In het referentiescenario verwachten we dat de vraag naar elektriciteit stijgt. Als we terugkeren naar het oorspronkelijke referentiescenario – dus met een bijkomende biomassacapaciteit – maar veronderstellen dat de vraag daalt, net zoals in het radicale scenario, dan daalt de binnenlandse CO₂-uitstoot in 2030 van 13,8 miljoen ton tot 9,75 miljoen ton CO₂. Die forse daling van de uitstoot maakt duidelijk dat het beperken van de vraag naar elektriciteit altijd een absolute beleidsprioriteit moet zijn. Een energielandschap zonder bijkomende biomassacentrales valt vooral te overwegen indien de vraag daalt.

De sensitiviteitsanalyse in Tabel 3.5 leert ook dat de impact van het verschil tussen een dalende en een stijgende vraag naar elektriciteit sterk contextafhankelijk is. Indien we in het radicale scenario met oorspronkelijk een dalende vraag de vraag toch zouden laten stijgen – zoals in de andere scenario's – dan stijgt natuurlijk de CO₂-uitstoot in 2030; van 7,2 miljoen ton bij een dalende vraag tot 9,1 miljoen ton bij een stijgende vraag. Het valt op dat die toename minder sterk is dan in andere scenario's. In het referentiescenario bedroeg de impact van een dalende vraag tegenover een stijgende vraag immers ongeveer vier miljoen ton, terwijl dat verschil bij het radicale scenario beperkt blijft tot ongeveer twee miljoen ton CO₂. Net in scenario's met minder hernieuwbare energie kan een vermindering van de vraag een groot verschil in termen van binnenlandse CO₂-uitstoot opleveren.

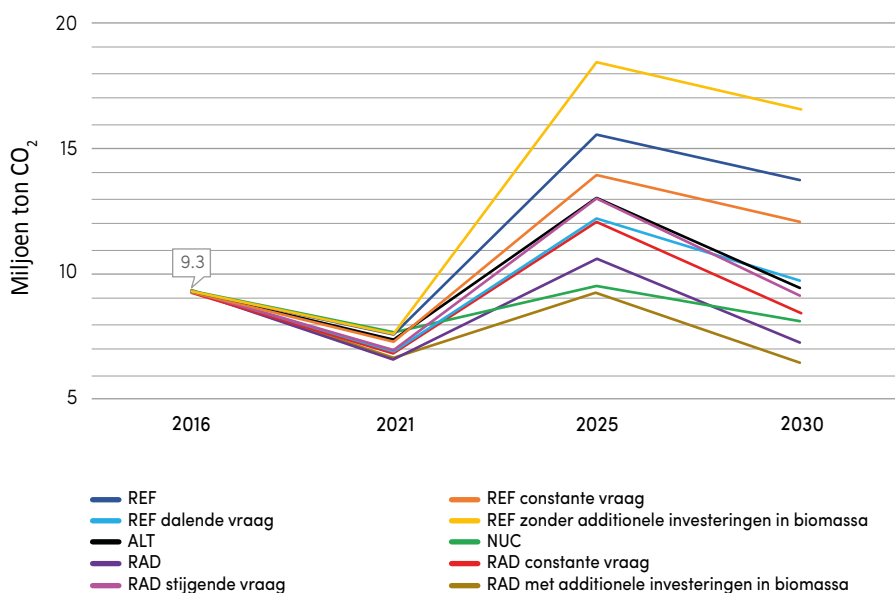
Alle scenario's bevatten een aanzienlijke hoeveelheid elektrische voertuigen in 2030, van een half miljoen in het REF-scenario tot twee miljoen in het RAD-scenario. Die veroorzaken uiteraard een verlaging van de CO₂-uitstoot in de transportsector, waar rekening mee kan worden gehouden in de CO₂-analyse. Tabel 3.7 geeft de ingeschatte CO₂-besparing weer in de transportsector in 2030 voor alle basisscenario's.

Tabel 3.7: Geschatte CO₂-reductie in de transportsector als gevolg van de elektrische voertuigen in de verschillende scenario's

2030	Aantal elektrische voertuigen	CO ₂ -reductie in de transportsector (mln. ton)
REF	517 603	0,75
NUC	517 603	0,75
ALT	929 923	1,35
RAD	2 000 357	2,85

Die besparing varieert van 0,75 miljoen ton in het REF-scenario tot 2,85 miljoen ton in het RAD-scenario. De inschattingen houden rekening met het feit dat ook de uitstoot van niet-elektrische voertuigen blijft afnemen naar 2030 toe. We houden bij die inschatting geen rekening met de CO₂-uitstoot die gepaard gaat met het opladen van de elektrische voertuigen, aangezien die reeds vervat zit in de berekende CO₂-uitstoot van de elektriciteitssector (Tabel 3.5). Een omschakeling naar elektrische voertuigen leidt echter gegarandeerd tot een CO₂-besparing, zelfs indien die uitsluitend met gascentrales zouden worden opgeladen.¹

Figuur 3.4: Evolutie van de binnenlandse CO₂-uitstoot onder de verschillende scenario's



¹ Dat wordt duidelijk uit een eenvoudige rekenoefening: indien de gascentrales (CCGT's) een uitstoot hebben van 500 g/kWh, en de elektrische wagen een verbruik heeft van 0,2 kWh/km, dan is de indirecte 'uitstoot' van die wagen 100 g/km, terwijl een nieuwe personenwagen die rijdt op benzine of diesel in België vandaag gemiddeld 120 g/km uitstoot. In de praktijk is dat minimale verschil (20 g/km) uiteraard groter, aangezien de gemiddelde CO₂-intensiteit waarmee EV's in de praktijk opgeladen worden een heel stuk lager ligt dan 500 g/kWh.

Analyse van de surplusen

Zowel in de resterende jaren voor de nucleaire *phase-out* als in 2030 krijgt het Belgische elektriciteitssysteem te maken met een aanzienlijke overproductie van elektriciteit in de zomermaanden. De verwachte overproductie kan leiden tot maatregelen zoals het gedwongen afschakelen van windturbines en PV-installaties om onevenwichten op het net te voorkomen. Dat vooruitzicht heeft een negatieve impact op de aantrekkelijkheid van investeringen in die technologieën.

Niet alleen de bevoorradingszekerheid in de winter vormt een uitdaging in een systeem met zeer veel weersafhankelijke productiecapaciteit. Ook de overproductie van elektriciteit of de surplusvolumes – die vooral in de zomermaanden worden gegenereerd – kunnen problematische situaties veroorzaken. Al in de jaren vóór de geplande nucleaire *phase-out* kan het Belgische elektriciteitssysteem te maken krijgen met een significante overproductie, zoals weergegeven in Tabel 3.8. Die overproductie vindt vooral plaats in de zomermaanden, wanneer de bijna 6 000 MW aan nucleaire *baseload*-productie gecombineerd wordt met een hoge productie van wind- en zonne-energie.² Vandaag al is er jaarlijks een overproductie van ongeveer 2,1 TWh.

Tabel 3.8: Evolutie van de totale jaarlijkse en gemiddelde productieoverschotten in verschillende scenario's, t.o.v. de binnenlandse consumptie

Jaar	Scenario	Totaal surplus (TWh)	Gemiddeld surplus (MW)	Aandeel van de VRES-productie die binnenlands geconsumeerd kan worden
2016		2,1	912	77%
2021	REF	4,0	1 324	75%
	ALT	4,1	1 667	77%
	NUC	4,0	1 324	75%
	RAD	11,9	2 429	50%
2025	REF	0,0	606	99%
	ALT	0,3	1 323	99%
	NUC	1,1	1 086	94%
	RAD	3,4	2 446	91%
2030	REF	0,1	692	99%
	ALT	1,4	2 129	95%
	NUC	1,1	1 130	96%
	RAD	13,7	4 427	75%

² Ondanks het feit dat de nucleaire productie in de modeloefening in de zomermaanden steeds wordt verlaagd.

In de REF-, NUC- en ALT-scenario's vinden we in 2021 overproductie van ongeveer 4 TWh op jaarbasis, met een gemiddeld surplus van meer dan 1 GW. In het RAD-scenario wordt dat probleem nog veel groter, met in 2021 een totale overproductie van 12 TWh en een gemiddeld surplus van meer dan 2 GW. De dalende vraag en de scherpere toename van wind- en PV-capaciteit liggen aan de basis daarvan. Het artificiële terugdringen van een deel van de wind- en PV-productie (het zogenaamde 'curtailen') zal in die situaties onvermijdelijk worden. Daarbij rijst de vraag of de eigenaars van de beperkte installaties daarvoor al dan niet een vergoeding of net een bestraffing moeten krijgen. Vandaag is het in Europa eerder courant om een vergoeding te bieden in ruil voor *curtailment*, aangezien dat zo werd vastgelegd in de subsidiemechanismen, maar in de toekomst is een bestraffing voor het overbelasten van het net misschien aanneembaar. 'Self-curtailment' kan dan echter ook bekeken worden als een *dienst* die geleverd wordt om het systeem in balans te houden, wat opnieuw eerder een vergoeding zou impliceren. Een alternatief voor *curtailment* is de export van die overschotten naar het buitenland. Bij een positieve exportprijs is overproductie van *zero-marginal cost* elektriciteit altijd financieel interessant. Die laatste optie is echter niet altijd even vanzelfsprekend, aangezien de hernieuwbare productie in België vaak sterk gecorreleerd is met die in de buurlanden. Wanneer ook de buurlanden kampen met een overproductie van elektriciteit is er geen bereidheid om elektriciteit vanuit België te importeren. Vanuit een technologisch perspectief kunnen we stellen dat bij de verwachte interconnectiecapaciteit in 2021 de hernieuwbare overschotten van 1 à 2 GW weinig problemen zullen veroorzaken.

De productieoverschotten worden een stuk minder problematisch vlak na de nucleaire *phase-out* in 2025. De hoge overproductie bij het radicale scenario in 2021 valt spectaculair terug. In de jaren daarna wordt die problematiek terug aangewakkerd in het radicale scenario, vanwege de continu stijgende hoeveelheid wind- en PV-capaciteit. Hoewel de productieoverschotten in het REF- en ALT-scenario binnen de perken blijven, vinden we in het RAD-scenario in 2030 een overproductie die hoger is dan in 2021 wanneer alle kerncentrales nog in gebruik zijn! De gemiddelde overproductie bedraagt 4,4 GW in het radicale scenario.

De combinatie van een steeds grotere hoeveelheid wind- en PV-capaciteit met een dalende vraag leidt tot problematische overschotten. De 4000 MW aan *baseload*-productie die in het NUC-scenario behouden blijft tot 2030 zorgt voor geen bijkomende productieoverschotten, omdat in dat scenario de vraag in dezelfde mate toeneemt als in het REF-scenario. Indien het behoud van die *baseload*-capaciteit gecombineerd zou worden met een dalende vraag valt te verwachten dat de overproductie *wel* sterk zou toenemen.

Terwijl de productieoverschotten vóór de nucleaire *phase-out* een probleem van tijdelijke aard vormen, zijn ze in 2030 en de periode daarna een permanent probleem. Enkel indien de vraag structureel zou blijven toenemen – wat allesbehalve wenselijk is vanuit een CO₂-perspectief – wordt de problematiek enigszins

ingeperkt. Zelfs dan vinden in de zomermaanden onvermijdelijk steeds grotere productieoverschotten plaats.

Het ALT- en RAD-scenario gaan uit van een opwaartse DSM-capaciteit die equivalent is aan de neerwaartse capaciteit uit Tabel 3.1. Die meer controleerbare vraag, die strategisch verhoogd kan worden wanneer er zich surplus-momenten voordoen, maakt dus deel uit van onze modeloefening maar kan de resterende surplussen (na DSM) niet significant verminderen. De reden daarvoor is dat de vraag-flexibiliteit beperkt is in het aantal MWh dat kan opgeslorpt worden, en dus te kampen krijgt met verzadiging na enkele stevige surplussen. Dat is zelfs het geval in het RAD-scenario met de hoogste opwaartse DSM-capaciteit.

De problematiek van toenemende productieoverschotten op de lange termijn heeft negatieve gevolgen voor investeringen in nieuwe wind- of PV-capaciteit. Investeerders zullen namelijk in toenemende mate rekening moeten houden met een nieuwe bron van risico, zijnde de (onzekere) mate waarin de productie van hun *assets* beperkt zal worden. Die onzekerheid kan de kapitaalkost voor dat soort investeringen omhoogduwen. Bovendien kan ook de *load factor* van de hernieuwbare *assets* door *curtailment* verlaagd worden. Beide elementen zorgen voor een hogere LCOE voor wind- en zonne-energie. Wel zal die evolutie ervoor zorgen dat producenten van wind- en zonne-energie steeds actievare voorstanders van elektrische voertuigen en een slim elektriciteitsnet zullen worden. Hoe meer de elektriciteitsvraag strategisch verhoogd kan worden – bijvoorbeeld door net wanneer er veel wind en zon is vele EV's op te laden – hoe meer *curtailment* vermeden kan worden.

Hoe controleerbare capaciteit vervangen door import?

De toename van de importcapaciteit tegen 2030 kan de behoefte aan controleerbare productiecapaciteit beperken, maar niet op een proportionele manier.

Controleerbare productiecapaciteit in België kan in principe gedeeltelijk vervangen worden door een hogere import van elektriciteit uit de buurlanden. Een toename van de interconnectiecapaciteit betekent dan ook een lagere behoefte aan bijvoorbeeld gascentrales. We veronderstellen tegen 2030 een gemiddelde invoer van 2 700 MW in het referentie- en nucleaire scenario en een gemiddelde invoer van 3 500 MW in het alternatieve en radicale scenario. De nominale maximale invoercapaciteit bedraagt in de vier scenario's 9 000 MW. Een toename van de gemiddelde importcapaciteit betekent echter niet dat de nood aan direct controleerbaar vermogen met dezelfde factor kan afnemen. Indien we bijvoorbeeld in het REF-scenario de importcapaciteit tot 2030 constant houden en niet laten toenemen met 1 600 MW tegenover 2016, stijgt de behoefte aan gascapaciteit in

2030 met ongeveer 600 MW. Bij benadering kan men stellen dat in het REF-scenario een toename van de gemiddelde importcapaciteit met 1 000 MW zich vertaalt in een afname aan de nood van controleerbare *assets* met ongeveer 400 MW. Dat laatste cijfer suggereert zeker geen vaste substitutieverhouding. We kunnen veronderstellen dat het almaar verder laten toenemen van de interconnectiecapaciteit zal leiden tot een lagere marginale substitutieverhouding. Of anders geformuleerd: de toename van de interconnectiecapaciteit moet almaar hoger uitvallen om 1 MW aan controleerbare productiecapaciteit te vervangen.

Aangezien de importcapaciteit niet gegarandeerd is omwille van de volatiliteit van de importbeschikbaarheid doorheen het jaar en de importbeschikbaarheid op krappe momenten sterk kan terugvallen, kan er geen een-op-eenrelatie worden vastgesteld. Indien krappe momenten in de markt echter *niet* gepaard zouden gaan met een afname van de beschikbare importcapaciteit – een eerder onwaarschijnlijke hypothese – kan de totale nood aan flexibele productie-eenheden (zoals gascentrales) in het REF-scenario in 2030 met 1 250 MW worden teruggedrongen.

Analyse van batterijopslag

Hoewel batterijopslag in principe de minst gebruikte piekcentrales overbodig kan maken, is de mogelijkheid om grote hoeveelheden productiecapaciteit – zeker CCGT-centrales – te vervangen door batterijen zeer beperkt. Er is een meer dan lineaire toename van de batterijcapaciteit nodig om almaar meer productievermogen te kunnen schrappen, wat een scherpe verslechtering van het economische plaatje impliceert. De bijkomende batterijen dreigen almaar minder gebruikt te worden. Batterijopslag biedt geen significante voordelen op het vlak van totale productiekost. Bovendien valt er met batterijen ook op het vlak van de CO₂-uitstoot geen noemenswaardige winst te boeken, aangezien de timing van hernieuwbare productie suboptimaal is. De CO₂-intensiteit van de elektriciteit waarmee de batterijen worden opgeladen, is met andere woorden vaak vrij hoog.

Verskillende opslagcapaciteiten werden exogeen opgelegd in de REF-, ALT- en RAD-scenario's zodat vervolgens de impact ervan op de bevoorradingszekerheid, de CO₂-uitstoot en de totale productiekost bestudeerd kon worden. De beschikbaarheid van de gehanteerde opslagcapaciteiten in ons model is vergelijkbaar met de manier waarop vandaag de opslagcapaciteit van de pompcentrales van Coe wordt gebruikt. We focussen bij deze analyse uitsluitend op de systeemvoordelen, zoals een verlaagde noodzaak aan productiecapaciteit om de energie-zekerheid te garanderen. We gaan met andere woorden niet in op het economische plaatje voor opslag bij de individuele particulier of onderneming in een specifieke retailomgeving. Of lokale opslag vanuit een micro-economisch perspectief interessant is, hangt af van het gehanteerde tarifieringssysteem.

Tabel 3.9 geeft een overzicht van de subcategorieën die deel uitmaken van de totale batterijopslagcapaciteit in 2030 in de verschillende scenario's. Er kan worden opgemerkt dat de beschikbare batterijcapaciteit afkomstig van elektrische voertuigen het grootste aandeel heeft in de totale batterijopslagcapaciteit die beschikbaar is voor het systeem. In het radicale scenario leidt een penetratie van twee miljoen elektrische wagens – waarvan 65% slim aangesloten is – tot een omvangrijke batterijcapaciteit met een vermogen van 7048 MW die beschikbaar is voor het net, en dat voor maximaal zeven uur.

Tabel 3.9: Overzicht van de totale batterijopslag en onderliggende subgroepen in verschillende scenario's

	REF 2030	ALT 2030	RAD 2030
Totale batterijopslag (vermogen, MW)	1 188	3 188	8 088
EV (vermogen, MW)	1 048	2 448	7 048
EV (duur, uren)	5,6	6	7
Batterij kleine schaal (vermogen, MW)	50	350	550
Batterij kleine schaal (duur, uren)	3	3	5
Batterij grote schaal (vermogen, MW)	90	390	490
Batterij grote schaal (duur, uren)	3	3	7

Een hogere opslagcapaciteit vertaalt zich in een licht verlaagde noodzaak aan controleerbare activa. Dat blijkt bijvoorbeeld uit een vergelijking van de sensitiviteitsanalyses waarbij de batterijcapaciteit afkomstig van elektrische voertuigen helemaal niet of net maximaal wordt ingezet in het systeem. In het eerste geval zijn er wel elektrische voertuigen, maar die zijn niet gekoppeld aan een slim net. In het laatste geval veronderstellen we dat alle EV's hun batterijcapaciteit aanbieden aan het net. Daardoor stijgt de beschikbare batterijcapaciteit zeer sterk, wat toelaat om het effect ervan op de nood aan gascentrales te kwantificeren. De resultaten van die vergelijking worden weergegeven in onderstaande tabel. Afhankelijk van het scenario (REF, ALT of RAD) vertaalt de toename van de batterijcapaciteit van elektrische voertuigen zich in een noodzakelijke gascapaciteit die 5,6% tot 29,4% lager uitvalt (zie het luik 'Gascapaciteit' in Tabel 3.10). De grote verschillen in de lagere behoefte aan gascapaciteit tussen het referentiescenario en het alternatieve en radicale scenario is toe te schrijven aan de grote verschillen in het aantal elektrische voertuigen in 2030. Terwijl er in het referentiescenario een opslagcapaciteit van 15 706 MWh bijkomt, komt er in het radicale scenario een opslagcapaciteit van 74 207 MWh bij door de sprong van 0% naar 100% slim aangesloten EV's.

Tabel 3.10: Verschil in de hoeveelheid gascapaciteit en batterijopslagcapaciteit in verschillende scenario's in 2030

2030	0% slim aangesloten EV's	100% slim aangesloten EV's	Verschil	Relatief verschil	Eenheid
Batterijopslag-capaciteit					
REF	140	2935	+2795	+ 2000%	
	420	16126	+15706	+ 3740%	
ALT	740	5762	+5022	+ 679%	MW
	2220	34273	+32053	+ 1444%	MWh
RAD	1040	11842	+10802	+ 1039%	MW
	6180	80387	+74207	+ 1201%	MWh
Gascapaciteit					
REF	5250	4750	-500	- 9,5%	CCGT
	2750	2800	+50	+ 1,8%	OCGT
	8000	7550	-450	- 5,6%	TOTAAL
ALT	3800	3800	+0	+ 0%	CCGT
	3300	2100	-1200	- 36,4%	OCGT
	7100	5900	-1200	- 16,9%	TOTAAL
RAD	2200	2000	-200	- 9,1%	CCGT
	2050	1000	-1050	- 51,2%	OCGT
	4250	3000	-1250	- 29,4%	TOTAAL

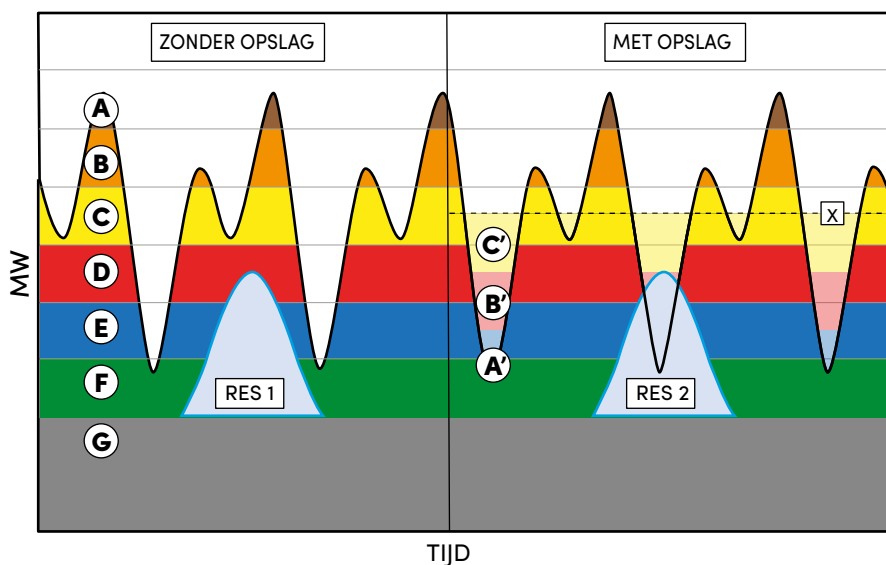
Een verklaring voor de lagere noodzaak aan gascapaciteit bij een hogere batterijcapaciteit is dat dankzij de opslagcapaciteit meer energiediensten geleverd kunnen worden bij eenzelfde productiecapaciteit. Wanneer bepaalde CCGT's normaal gezien *niet* zouden produceren (bijvoorbeeld 's nachts), kunnen ze in scenario's met een hoge batterijcapaciteit worden aangewend om de batterijcapaciteit op te laden.³ De opgeladen batterijen kunnen vervolgens worden ingezet om te helpen voldoen aan (een stuk van) de eerstvolgende piek wanneer alle beschikbare gascentrales bijvoorbeeld al volop produceren. Dat vertaalt zich in een kleiner noodzakelijk productiepark, waarvan de centrales beter benut worden of een hogere *load factor* hebben. Die praktijk veronderstelt optimaal beheer van de bat-

3 In de praktijk kan er niet eenduidig bepaald worden welke technologie de opslagcapaciteit heeft opgeladen, aangezien de batterijen simpelweg stroom afnemen van het net, dat op elk moment bevoorrad wordt door een combinatie van verschillende productiebronnen (inclusief import). Technisch gezien is het correcter om te stellen dat de bijkomende CCGT-productie dient om de bijkomende vraag die ontstaat door het opladen van de opslagcapaciteit te helpen bedienen.

terijcapaciteit in functie van weersverwachtingen. Zo zullen de lege batterijen niet met CCGT's opgeladen worden tussen 21 u. en 23 u. indien verwacht wordt dat de wind sterk zal aantrekken vanaf 23 u., om vervolgens een lange tijd een maximale output van alle windturbines te garanderen.

Bovenvermeld gebruik van CCGT's voor het opladen van de batterijen wordt op een vereenvoudigde manier toegelicht in Figuur 3.5. Daarin zien we verschillende lagen of tranches van controleerbare activa. Lagen A tot F zijn clusters van flexibele gascentrales die hun productie aanpassen aan het verloop van de vraag (zwarte lijn), terwijl laag G *baseload*-productie weergeeft. Vier opeenvolgende volledige dagen worden in de figuur afgebeeld, telkens te onderscheiden door hun ochtend- en avondpiek, die gevolgd wordt door een significant lager vraagpeil tijdens de nachturen. We zien dat de productiecentrales in laag A gemakkelijk uit het systeem kunnen worden gehaald door een opslagcapaciteit die hetzelfde (beperkte) aantal megawatturen aan stroom kan leveren. Die opslagcapaciteit kan worden opgeladen in tijdzone A'. Dat resulteert in bijkomende productie door lagen E en F, die op dat moment anders minder of helemaal niet zouden produceren. Laag B vervangen met batterijen is al een stuk uitdagender, aangezien daarvoor een batterij noodzakelijk zal zijn die een veel groter aantal megawatturen zal moeten kunnen opslaan. Dat kan worden afgeleid uit de grotere oppervlakte van B' t.o.v. A'. Dat geeft aanleiding tot een cruciaal punt: voor elke MW aan bijkomende productiecapaciteit die uit het systeem gehaald wordt, moet een steeds grotere hoeveelheid MWh aan batterijcapaciteit staan. Ten slotte is het vervangen van de volledige laag C *niet* langer mogelijk. Stippellijn X duidt de theoretische limiet aan tot waar opslag het mogelijk maakt om productiecapaciteit te vervangen. In de praktijk zal slechts een gedeelte (ongeveer de helft) van laag C vervangen kunnen worden. Alle productiemiddelen onder de stippellijn zouden dan continu produceren zoals de *baseload*-laag G, terwijl alle megawatturen boven stippellijn X geleverd zouden worden door het ontladen van batterijen die opgeladen worden in de tijdzones A', B' en C'.

Figuur 3.5: Vereenvoudigde voorstelling van de mogelijkheid om productiecentrales te vervangen met batterijopslag



De mate waarin de werking uit Figuur 3.5 in de praktijk kan worden gebracht in de periode tussen vandaag en 2030 is zeer beperkt. In de modelsimulaties wordt het effect van Figuur 3.5 nog versterkt door het voorkomen van uitzonderlijk zware avondpieken (niet afgebeeld in de vereenvoudigde voorstelling), wat maakt dat de vereiste opslagcapaciteit des te groter moet zijn in MWh. Zoals af te leiden uit Tabel 3.9 zijn de vereiste batterijcapaciteiten om een significant deel gascentrales uit het systeem te kunnen halen dan ook zeer omvangrijk (tientallen gigawatturen). Batterijvolumes van die grootteorde lijken vanuit economisch standpunt zeer onwaarschijnlijk in de nabije toekomst. Hoewel een vloot van slim aangesloten elektrische voertuigen dat soort volumes in theorie zou kunnen leveren, wijzen onze resultaten uit dat dat geen significant kostenvoordeel oplevert. We gaan er immers van uit dat de EV-eigenaars hun batterijcapaciteit enkel aan een vrij hoge prijs aan het net ter beschikking zullen stellen. In sensitiviteiten waarbij puur wordt gekeken naar het vervangen van gascentrales door batterijen wordt er geen daling (maar ook geen stijging) van de totale productiecost waargenomen, noch in miljard euro, noch in MWh. Dat wil zeggen dat – volgens onze kostenassumpties – de meerkost van V2G-opslag ongeveer een-op-een gecompenseerd wordt door de vermeden kost van enkele gascentrales.

Hoewel er dus een beperkte marktoportunititeit zal zijn om de oudste en minst gebruikte piekcentrales te vervangen met een beperkte batterijcapaciteit, zal die markt snel verzadigd zijn, aangezien daarna steeds grotere batterijcapaciteiten noodzakelijk zijn. Bovendien is de arbitrage met batterijen tussen lage en hoge

stroomprijzen ook het meest opportuun bij de grootste prijsverschillen. Die nemen af naarmate er meer arbitrerende batterijen aan het systeem worden toegevoegd. We concluderen dan ook dat de enorme batterijcapaciteiten die in de verschillende scenario's werden opgelegd in de praktijk niet economisch haalbaar zullen zijn. Bijgevolg zal de markt voor batterijen die op grote schaal energie leveren op krappe momenten in België eerder beperkt blijven tussen vandaag en 2030. De enige manier waarop de gehanteerde batterijcapaciteiten mogelijk toch in het systeem beschikbaar zullen worden gesteld, is wanneer die aanzienlijke bijkomende inkomstenbronnen hebben. Die kunnen voortkomen uit directe overheidssteun, of uit activiteiten zoals ondersteunende netdiensten of vermeden netwerkinvesteringen.

Er zijn de facto twee mogelijke pistes voor het (in theorie) bereiken van een CO₂-voordeel a.d.h.v. batterijen. Een eerste mogelijkheid is het opladen van de batterijcapaciteit met hernieuwbare productieoverschotten, om die vervolgens te ontladen wanneer de vraag naar stroom het hoogst is en er normaal gezien CO₂-intensieve OCGT's worden geactiveerd. In Figuur 3.5 wordt dat principe geschetst a.d.h.v. hernieuwbare productie 'RES 2', die net plaatsvindt op een moment dat er beschikbare batterijcapaciteit kan worden opgeladen. Door CO₂-vrije productie met behulp van de batterijcapaciteit te verplaatsen naar de verbruikspieken en zo de productie van piekcentrales te vermijden, kan in theorie een aanzienlijk CO₂-voordeel worden geboekt. In de praktijk wijzen onze simulaties echter uit dat de timing van hernieuwbare surplussen zelden optimaal is om dat CO₂-voordeel te kunnen realiseren. Dat wordt in Figuur 3.5 geschetst door hernieuwbare productie 'RES 1', waarbij er enkel gasproductie wordt vermeden, maar er geen batterijcapaciteit kan worden opgeladen. Bovendien worden overschotten aan hernieuwbare energie voornamelijk in de zomer waargenomen, terwijl de activatie van OCGT's voornamelijk op winteravonden plaatsvindt. We concluderen dan ook dat de eerste piste voor het verlagen van de uitstoot door middel van batterijen zich niet significant kan ontplooiën in de praktijk. De timing van hernieuwbare productie is te willekeurig om er in significante mate batterijen mee op te laden. Er moet wel worden opgemerkt dat die conclusie beperkt is tot de Belgische context. Op andere locaties, zoals Californië, is de timing tussen hernieuwbare productie en de verbruikspieken immers beter, waardoor ook het economische plaatje voor batterijen sterk verbetert.

Een tweede mogelijke piste om een CO₂-voordeel te bereiken a.d.h.v. het gebruik van batterijen is het verschuiven van CCGT-productie naar het pieksegment, waardoor productie met OCGT's vermeden wordt. Op momenten wanneer de CCGT-capaciteit niet volledig benut wordt (voornamelijk 's nachts), kan ze worden ingezet om een batterijcapaciteit op te laden. Vervolgens kan die batterijcapaciteit ontladen worden tijdens piekmomenten en moeten bijgevolg geen OCGT's worden ingeschakeld. Het verschil tussen de CO₂-intensiteit van CCGT's en OCGT's biedt op die manier de mogelijkheid voor batterijen om een beperkte

reductie in de totale CO₂-uitstoot te realiseren. Uit onze simulaties blijkt echter dat de CO₂-reductie die a.d.h.v. dat mechanisme te bereiken valt, minimaal is en dus geen sterk motiverende factor kan zijn om de aanzienlijke kost van batterijcapaciteit economisch te verantwoorden. Een sensitiviteit van het REF-scenario waarbij enkel de beschikbare hoeveelheid batterijcapaciteit sterk werd verhoogd, leidde tot een totale CO₂-uitstoot die zo goed als ongewijzigd bleef. Er viel zelfs een zeer lichte toename van 0,06 mln. ton waar te nemen, hoewel dergelijk miniem verschil niet significant is als model-resultaat.

Analyse van de flexibele vraag (DSM)

DSM-capaciteit kan net zoals opslagcapaciteit belangrijke diensten leveren aan het net, maar die beschikbaarheid is beperkt in de tijd. Bijgevolg kan geen grote capaciteit aan regelbare productietechnologieën vervangen worden door een toename van de DSM-capaciteit. Bij conventionele kostenassumpties zien we dan ook geen significant voordeel door een hogere DSM-capaciteit op het vlak van totale productiekosten. Ook wat betreft de CO₂-uitstoot is de baat van een hogere DSM-capaciteit zeer beperkt. In de praktijk wordt de meeste tijdelijke vraagverlaging later immers gecompenseerd door een vraagverhoging.

DSM-capaciteit heeft net zoals batterijopslag belangrijke beperkingen op het vlak van de maximale hoeveelheid energie (megawatturen) die aan het systeem kan worden geleverd. Indien de vraag door DSM met x MW gedurende één uur verlaagd kan worden, terwijl vanuit systeemperspectief een sterkere verlaging gedurende twee uur optimaal was, moeten andere technologieën aangesproken worden. We vinden dan ook dat de in onze scenario's gehanteerde DSM-capaciteiten slechts een beperkte reductie in de noodzakelijke capaciteit aan controleerbare *assets* mogelijk maken. Dat komt doordat er zich in de simulaties af en toe situaties voordoen waarbij controleerbare *assets* – die in principe *ongelimiteerd* energie kunnen blijven leveren – onmisbaar zijn. Bij de gehanteerde assumpties zien we dan ook geen significant kostenvoordeel op systeemniveau als gevolg van een hogere DSM-capaciteit. Sensitiviteiten die toegespitst zijn op het effect van een hogere DSM-capaciteit leveren geen noemenswaardig verschil van de productiekost in €/MWh of in miljard euro. Een sensitiviteit van het REF-scenario waarbij enkel de DSM-capaciteit sterk werd verhoogd, gaf aanleiding tot een verlaging van de productiekost van slechts € 0,018/MWh, wat niet als een significant modelresultaat kan worden beschouwd.

In theorie is het echter mogelijk dat slimme meters en slimme huishoudtoestellen een grote hoeveelheid goedkope en in de praktijk geautomatiseerde DSM-capaciteit beschikbaar maken. Daardoor zal volgens onze simulaties echter enkel de *load factor* van de piekcentrales afnemen; hun *beschikbaarheid* blijft noodza-

kelijk voor de uitzonderlijk moeilijke momenten. Het verlagen van de *load factors* van gascentrales levert vanuit systeemperspectief amper een besparing op, aangezien het een duurdere ondersteuning voor hun beschikbaarheid impliceert. De hoeveelheid regelbare capaciteit die noodzakelijk is vanuit een bevoorradingszekerheidsperspectief moet immers op een of andere manier gefinancierd worden. Wanneer de reguliere inkomsten uit de verkoop van kilowatturen dalen – bv. omdat een heel aantal kilowatturen voortaan door batterijen of DSM geleverd worden – zal de resterende financiering van elders moeten komen (bv. subsidies).

Wat betreft de CO₂-uitstoot kan een meer flexibele vraag in theorie een voordeel opleveren als de vraag strategisch verhoogd wordt wanneer er overschotten aan hernieuwbare productie plaatsvinden, en ze op een later tijdstip verlaagd wordt, waardoor er een hoeveelheid thermische en dus CO₂-intensieve productie kan worden voorkomen. Onderstaande tabel geeft voor de vier basisscenario's weer in welke mate er in 2030 op die manier CCGT-productie kan worden vermeden en welke CO₂-reductie daartegenover stond. De grootste CO₂-reductie vond plaats in het ALT-scenario, waar ongeveer 148 000 ton CO₂ werd vermeden. Met andere woorden, indien de flexibele vraag de CCGT-productie niet had vermeden, dan bedroeg de totale uitstoot 17,11 miljoen ton i.p.v. 16,96 miljoen CO₂. Dat komt neer op een reductie van ongeveer één procent. Indien er wordt gerekend met een hogere CO₂-intensiteit van 500 ton/GWh, wordt dat 1,2%. Voor de andere scenario's – inclusief het radicale scenario met een hogere flexibele capaciteit dan in het alternatieve scenario – is de CO₂-reductie verwaarloosbaar.

Tabel 3.11: Overzicht van de CO₂-reductie, reductie van de load factor van CCGT en CCGT-productie in 2030 in verschillende scenario's

2030	Capaciteit flexibele vraag (MW, duur)	CCGT-capaciteit (MW)	Reductie in CCGT-load factor (in procentpunten)	Reductie in CCGT-productie (GWh)	CO ₂ -reductie* (ton)
REF	1 600 MW, 5h	5 000	0,02%	8,76	3 066
NUC	1 600 MW, 5h	2 600	0,03%	6,83	2 391
ALT	2 000 MW, 8h	3 800	1,27%	422,76	147 966
RAD	2 500 MW, 8h	2 000	1,24%	217,25	76 037

*Uitgaande van een CO₂-intensiteit van 350 ton/GWh

Toekomstige subsidiestromen in België

In het verlengde van bovenstaande resultaten is het relevant om een raming te maken van de mogelijke evolutie van de toekomstige subsidiestromen tussen vandaag en 2030. Hoewel de subsidiëring van hernieuwbare productietechnologieën recent werd afgebouwd, blijven we in het komende decennium opgezadeld met de jaarlijkse kost van genereuze subsidies die in het verleden werden toegekend. De totale reeds gecontracteerde ondersteuningsverplichtingen voor variabele hernieuwbare energiebronnen bedragen naar schatting € 29,3 miljard, waarvan het merendeel naar de ondersteuning van zonnepanelen en offshore windturbines gaat. In het huidige marktklimaat wordt zonder subsidies niet geïnvesteerd in nieuwe activa. Met gemiddelde groothandelsprijzen in de buurt van de marginale productiekosten – of nog lager – zijn investeringen in gascentrales niet attractief. In de volgende paragraaf lichten we toe dat de marktprijzen in Centraal- en West-Europa in 2030 niet noodzakelijk hoger zullen zijn. Bij structureel ‘lage’ groothandelsprijzen zijn aangepaste ondersteuningsmechanismen zoals *upfront* investeringssubsidies en *contracts for differences* (CFD’s) in de toekomst noodzakelijk om investeringen in nieuwe activa zoals gascentrales uit te lokken.

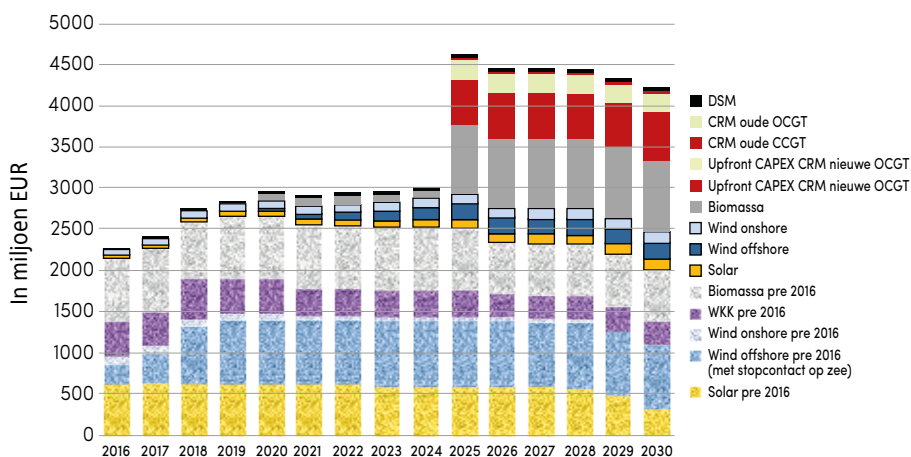
Voor elk scenario werd een inschatting gemaakt van het verloop van de totale subsidiebelasting tot 2030. Daarbij werd aangenomen dat marktconforme subsidie-mechanismen, zoals CFD’s, in werking treden voor additionele intermitterende hernieuwbare capaciteit. Investerings- en operationele kosten voor gascentrales worden daarentegen in de scenario’s uitgelokt door *upfront* investeringssubsidies. Om erg grote jaarlijkse schommelingen van de *upfront* subsidiebelasting uit te vlakken, werden die investerings-subsidies verspreid over meerdere jaren. Verder wordt ook verondersteld dat oude gascentrales na de kernuitstap een capaciteitsvergoeding ontvangen om beschikbaar te blijven. We veronderstellen tevens dat de beschikbaarheid van DSM-capaciteit ook wordt gecompenseerd d.m.v. een vaste vergoeding.

De evolutie van de subsidies in het referentie- en radicale scenario worden visueel weergegeven in de Figuren 3.6 en 3.7. Hoewel de totale subsidiekost in beide scenario’s toeneemt, blijkt dat het merendeel van de toekomstige ondersteuningsverplichtingen afkomstig is van reeds gecontracteerde subsidies uit het verleden. Verder kan ook worden opgemerkt dat de oorzaak van de toenemende subsidiekosten verschillend is per scenario. Zo neemt de totale subsidiekost in het referentiescenario (zie Figuur 3.6) sterk toe na de nucleaire *phase-out*, als gevolg van de *upfront* investeringssubsidies voor bijkomende biomassa-capaciteit, CCGT’s en OCGT’s. Na 2025 stijgt de jaarlijkse subsidiekost plots met ongeveer 50%. Die sprong is deels het resultaat van de keuze om de kapitaalkosten van nieuw te bouwen gascentrales relatief snel terug te laten betalen (namelijk op zes jaar tijd). In het radicale scenario daarentegen is de stijging van de toekomstige

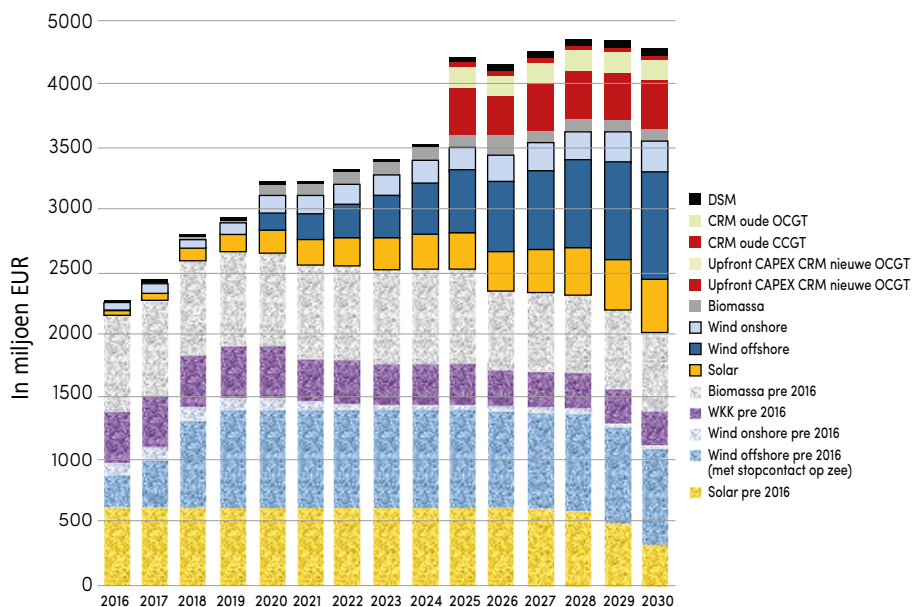
subsidiekosten voor het grootste deel te wijten aan de sterke penetratie van hernieuwbare energie. Vooral de significante toename van windturbines op zee zorgt vanaf 2020 voor een sterke stijging van de toekomstige subsidielasten (zie Figuur 3.7). De jaarlijkse subsidiekost van beide scenario's is omstreeks 2030 ongeveer even hoog. Het verschil zit vooral in de samenstelling van de subsidiefactuur; de subsidies voor gascentrales zijn in beide scenario's vergelijkbaar, terwijl de keuze voor biomassa of voor offshore wind en PV de scenario's net onderscheidt.

De aangroei van de toekomstige ondersteuningsverplichtingen na de kernuitstap is in het referentiescenario minder uitgesproken dan in het referentiekader. Door de snelle expansie van hernieuwbare productiecapaciteit, meer importcapaciteit, meer opslagcapaciteit en een dalende vraag is de behoefte aan flexibele back-upcapaciteit in het radicale scenario na de kernuitstap lager t.o.v. het referentiescenario. Wel kent het radicale scenario een aanzienlijk lagere biomassacapaciteit, wat op zich leidt tot een hogere behoefte aan gascentrales. Per saldo zullen beide factoren elkaar min of meer compenseren.

Figuur 3.6: Evolutie van de totale ondersteuningsverplichtingen tot 2030 in het referentiescenario



Figuur 3.7: Evolutie van de totale ondersteuningsverplichtingen tot 2030 in het radicale scenario



Kunnen de marktprijzen stijgen tegen 2030, zodat subsidies overbodig worden?

Om de energietransitie te ondersteunen en onze energiezuikerheid te garanderen, zijn investeringen in flexibel en controleerbaar productievermogen essentieel. Die investeringen blijven voorlopig uit in Centraal- en West-Europa (CWE). Vooreerst is er door het uitblijven van een toename van de vraag naar elektriciteit een zekere overcapaciteit in CWE, wat een neerwaartse impact heeft op de marktprijzen. Ook speelt de opmars van *zero-marginal cost* hernieuwbaar kapitaal vandaag al een belangrijke rol in de prijsvorming op de groothandelsmarkten.

In verschillende Europese landen werden recent capaciteitsvergoedingen als *second-best* oplossing geïntroduceerd om de noodzakelijke investeringen uit te lokken. Een van de kernvragen voor private investeerders en beleidsmaker is hoe de groothandelsprijzen in Centraal- en West-Europa (CWE) zullen evolueren op middellange termijn. Een element dat het toekomstige prijsverloop sterk kan beïnvloeden, is de verwachte *phase-out* van conventionele productiecapaciteit in CWE. Algemeen wordt verwacht dat in de komende tien tot vijftien jaar een significante hoeveelheid aan controleerbare conventionele productiecapaciteit –

vooral oude nucleaire, steenkool- en bruinkoolcentrales – uit de Europese markt zal verdwijnen.⁴ Daarnaast zal ook oude gas-, biomassa- en WKK-capaciteit afgebouwd worden. Tegelijkertijd verwachten we een forse toename van de weersafhankelijke hernieuwbare capaciteit in CWE en ook een hogere CO₂-prijs tegen 2030. Een hogere CO₂-prijs leidt tot hogere marktprijzen want verhoogt de marginale productiekost van gas- en steenkoolcentrales, terwijl meer investeringen in wind- en PV-capaciteit leiden tot meer uren injectie van elektriciteit aan een zeer lage marginale kost. En meer krapte door een massale *phase-out* van thermische capaciteit kan vooral een prijsopdrijvend effect hebben. Al die interacties werden geanalyseerd via een vraag- en aanbodmodel onder perfecte competitie voor CWE. Daarbij hanteren we enkele hypothesen inzake de evolutie van de vraag, de toename van de hernieuwbare capaciteit en de uitvoering van de *phase-out* van oud thermisch kapitaal in CWE. Onze modelleringsoefening⁵ leert dat krapte als gevolg van een ambitieuze *phase-out* inderdaad kan leiden tot aanzienlijk hogere elektriciteitsprijzen in CWE. Dergelijke scenario's monden uit in een verdubbeling van de huidige prijzen tegen 2030. Vanuit bevoorradingszekerheidsperspectief is een dergelijk resultaat niet wenselijk, aangezien het elektriciteitssysteem op CWE-niveau op jaarbasis tot 8% van de tijd te kampen zou krijgen met een acuut tekort. Dat blijkt uit het hoge aantal LOLE-uren in Tabel 3.12. Hoge elektriciteitsprijzen zijn het spiegelbeeld van een problematische energiezekerheid. Bovendien kan een licht dalende vraag in combinatie met een sterke expansie van de hernieuwbare capaciteit tegen 2030 leiden tot gemiddelde prijzen van ongeveer € 48/MWh, en dat bij een CO₂-prijs van € 60 per ton (zie S12 in Tabel 3.12). De overeenkomstige *price-duration* curves worden afgebeeld in Figuur 3.8 en geven de prijsvariantie weer. De scenario's weergegeven in Figuur 3.8 zijn dezelfde als die in Tabel 3.12. Zo combineert scenario 7 in 2030 een hoge vraag naar elektriciteit met een versnelde *phase-out* en een sterke verdere expansie van de hernieuwbare capaciteit. Verder tonen onze resultaten aan dat een fors hogere CO₂-prijs op zich niet altijd leidt tot een veel hogere elektriciteitsprijs. Dat betekent niet dat de CO₂-prijs van weinig belang zou zijn. Een CO₂-prijs van € 60 per ton heeft een ingrijpende impact op de marginale kosten van vervuilende steen- en bruinkoolcentrales, waardoor ze naar de achterste helft in de *merit order* worden geduwd. Die centrales vinden we vandaag niet in België, maar wel in het groene Duitsland. Een hogere CO₂-prijs verbetert de marktkansen voor flexibele en minder CO₂-intensieve CCGT-centrales, wat zal leiden tot een lagere CO₂-uitstoot.

4 De verwachte sluiting van Britse steenkoolcentrales is sinds de Brexit-beslissing echter iet meer zeker.

5 Beschikbaar op www.itinerainstitute.org of op aanvraag als academische paper.

Tabel 3.12: Overzicht van de gemiddelde groothandelsprijs en aantal LOLE-uren per scenario (CO₂-prijs van € 30/T)

<i>Scenario</i>	S1	S2	S3	S4	S5	S6	S7	S8	S9	S10	S11	S12
<i>Vraag</i>	*CV	CV	CV	CV	HV	HV	HV	HV	LV	LV	LV	LV
<i>Phase-out</i>	NPO	HPO	HPO	NPO	NPO	HPO	HPO	NPO	NPO	HPO	HPO	NPO
<i>RES</i>	NR	NR	HR	HR	NR	NR	HR	HR	NR	NR	HR	HR
<i>Gem. Prijs (€/MWh)</i>	49,1	80,1	57,5	40,3	53,6	95,8	67,3	43,3	46,8	71,6	52,3	38,6
<i>LOLE (h)</i>	9,8	433,6	189,5	0,9	41,6	689,9	321,7	7,8	2,4	309,8	130,4	0,1

**Constante (CV), Hoge (HV), Lage (LV) Vraag*

Normale (NPO), Hoge (HPO) Phase-out

Normale (NR), Hoge (HR) RES-uitbouw

Loss of Load Expectation (LOLE)

Tabel 3.13: Overzicht van de gemiddelde groothandelsprijs en aantal LOLE-uren per scenario (CO₂-prijs € 60/T)

<i>Scenario</i>	S1	S2	S3	S4	S5	S6	S7	S8	S9	S10	S11	S12
<i>Vraag</i>	*CV	CV	CV	CV	HV	HV	HV	HV	LV	LV	LV	LV
<i>Phase-out</i>	NPO	HPO	HPO	NPO	NPO	HPO	HPO	NPO	NPO	HPO	HPO	NPO
<i>RES</i>	NR	NR	HR	HR	NR	NR	HR	HR	NR	NR	HR	HR
<i>Gem. Prijs (€/MWh)</i>	61,3	91,1	66,1	50,2	66,8	107,3	76,6	54,0	58,5	82,0	60,3	48,1
<i>LOLE (h)</i>	9,8	433,6	189,5	0,9	41,6	689,9	321,7	7,8	2,4	309,8	130,4	0,1

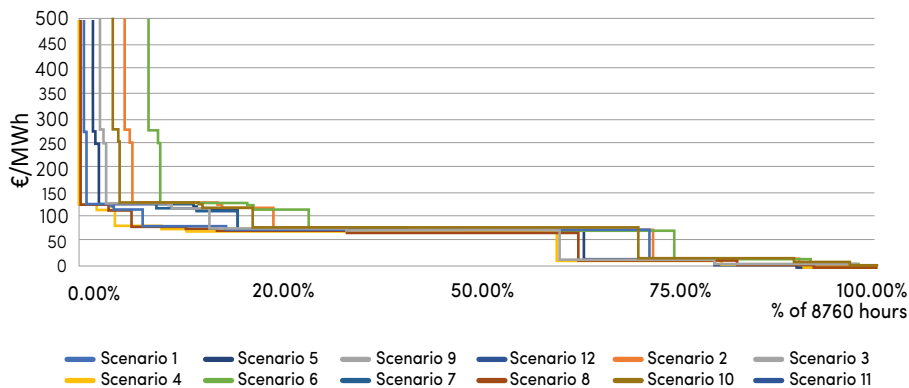
**Constante (CV), Hoge (HV), Lage (LV) Vraag*

Normale (NPO), Hoge (HPO) Phase-out

Normale (NR), Hoge (HR) RES-uitbouw

Loss of Load Expectation (LOLE)

Figuur 3.8: Overzicht van de price-duration curves op CWE-niveau in 2030 per scenario (CO₂-prijs € 60/T)



De belangrijkste conclusie uit onze analyse is dat de voorziene *phase-out* van oud kapitaal op zich niet noodzakelijk zal leiden tot hogere prijzen. Indien de dalende trend van de elektriciteitsvraag zich bestendigt en gepaard gaat met een sterke groei van de hernieuwbare capaciteit, vinden we in 2030 prijzen die sterk vergelijkbaar zijn met het huidige prijsniveau. Daarbij blijven sterke investeringssignalen achterwege en loeren toekomstige bevoorradingsrisico's om de hoek. Maar ook bij krapte door een ambitieuze *phase-out* vinden we vergelijkbare risico's inzake energiezekerheid. Om de energiezekerheid te kunnen waarborgen in de toekomst lijkt een bijsturing van het huidige marktmodel dan ook aangewezen. Een mogelijkheid is de introductie van capaciteitsmechanismen. Die mechanismen dreigen eerder permanent dan wel tijdelijk te worden. Wat het sentiment tegenover die mechanismen ook mag zijn, aanvullende inkomsten zijn zeer waarschijnlijk noodzakelijk om de bevoorradingszekerheid adequaat te garanderen.

4



Conclusies en beleidsaanbevelingen

De analyse van vier scenario's of energielandschappen via het *dispatching*-model toont aan dat de energiezekerheid op zeer diverse manieren gegarandeerd kan worden tot 2030. Ook bij de sluiting van alle kerncentrales zal het licht blijven branden, mits de nodige vervangcapaciteiten tijdig beschikbaar zijn. Er is geen unieke combinatie van activa waarvoor geopteerd moet worden om de energiezekerheid te garanderen. Vanuit een technologisch perspectief stelt het luik 'energiezekerheid' van het energietrilemma geen fundamentele uitdagingen. Vooral de economische en ecologische consequenties van bepaalde 'energiezekere' scenario's kunnen beleidsmakers inspireren tot het tijdig maken van duidelijke keuzes. Alle scenario's bieden energiezekerheid, maar er zijn aanzienlijke verschillen in de toename van de totale economische kost, in de evolutie van de uitstoot van CO₂, in de samenstelling van de subsidiefactuur tussen vandaag en 2030, en in de noodzaak aan complementair beleid. Zo veronderstelt het radicale scenario een dalende vraag naar elektriciteit maar ook een zeer grote toename van het aantal elektrische voertuigen. Die evoluties zijn van groot belang voor de resultaten van het radicale scenario maar vragen een sterke beleidsondersteuning waaraan ook een prijskaartje kan vasthangen. We kunnen immers niet zomaar veronderstellen dat alle oude elektrische huishoudapparaten tegen 2030 vervangen zijn door ultra-zuinige varianten, dat alle eigenaars hun oude woningen tussen vandaag en 2030 ingrijpend gaan renoveren of dat alle industriële processen tegen 2030 veel minder elektriciteit zullen consumeren. Een hoog marktaandeel van elektrische voertuigen tegen 2030 vereist een attractief economisch plaatje naast een fijnmazige oplaadinfrastructuur die twijfelaars over de streep trekt.

Energiezekerheid -> gascapaciteit

In alle scenario's is een belangrijke capaciteit aan gascentrales nodig om de energiezekerheid in 2030 te garanderen. Zelfs 25 GW weersafhankelijke hernieuwbare energiecapaciteit, twee miljoen elektrische voertuigen, een hoge import van elektriciteit en een daling van de vraag zijn ontoereikend om de nucleaire *phase-out* op te vangen zonder gascentrales. De behoefte aan gascentrales varieert sterk tussen vandaag en 2030, maar blijft vrij laag in de eerstkomende jaren. Die vaststelling biedt beleidsmakers de nodige tijd om een strategie inzake gas te overwegen. Bij de bespreking van de resultaten bleek immers dat de huidige gascapaciteit tot aan het begin van de nucleaire *phase-out* voldoende energiezekerheid biedt. Pas wanneer de *phase-out* wordt ingezet en volledig uitgevoerd, is een aanzienlijke bijkomende gascapaciteit nodig. Die behoefte aan bijkomende gascentrales – in vergelijking met de capaciteit die vandaag gebruikt wordt – is het hoogst in 2025 en daalt in de periode daarna tot 2030. Beleidsmakers kunnen schijnbaar nog even achterover leunen, want tot 2021 is er geen urgentie. Dat is echter een

verkeerde conclusie, omdat snel na 2021 de capaciteit dient toe te nemen. Te lang wachten met een beleid of actieplan verhoogt net de kans dat enkele kerncentrales langer in gebruik moeten worden gehouden. Kortom, er is geen reden om lang te wachten met de uitwerking van een beleidsvisie met daarin de nodige aandacht voor de optimale gascapaciteit tussen vandaag en 2030.

Naast de ‘universele’ behoefte aan gascapaciteit kunnen beleidmakers binnen het energietrilemma de verschillende scenario’s tegen mekaar afwegen in functie van economische kostprijs en te verwachten CO₂-uitstoot. De drie scenario’s met een volledige nucleaire *phase-out* hebben een hogere kost dan het scenario waarin nog ongeveer 4000 MW nucleaire capaciteit behouden blijft. In 2030 leidt de nucleaire *phase-out* tot een jaarlijkse meerkost van € 2,2 mld. in het referentiescenario en tot € 2,6 mld. in het radicale scenario (telkens ten opzichte van het nucleaire scenario). In de drie scenario’s met een volledige nucleaire *phase-out* stijgt de totale kost met 94% tot 102% ten opzichte van het kostenniveau van 2016. Het nucleaire scenario kent daarentegen een kostentoeename van ‘slechts’ 47% in vergelijking met 2016 en heeft in 2030 een totale kost die 24% lager is dan de kost van het referentiescenario. In de kostenanalyse van het nucleaire scenario houden we ook rekening met de kost van de levensduurverlenging van de kerncentrales. Energiezekerheid garanderen aan de laagste kostprijs brengt ons bij het nucleaire scenario.

Laagste kostprijs -> nucleaire scenario, maar...

Het valt op dat de kostenverschillen tussen de drie scenario’s zonder overblijvende nucleaire capaciteit relatief beperkt zijn; de totale kost voor het referentie-, alternatieve en radicale scenario bedraagt respectievelijk € 9,1, € 9,4 en € 9,5 miljard in 2030 (tegenover € 6,9 miljard voor het nucleaire scenario).

Die kostenverschillen zijn het gevolg van de investeringen in nieuwe activa ter vervanging van oude activa, van de hoge kostprijs van de nieuwe activa – in het bijzonder de kostprijs van biomassa-capaciteit en offshore windparken –, van de impact van weersafhankelijke capaciteit op het aantal draaiuren van gascentrales, van de *de facto* keuze voor een dubbel systeem met veel hernieuwbaar kapitaal naast een omvangrijke fossiele back-up, alsook van het gehanteerde tijdsperspectief tot 2030. In een analyse met een tijdsperspectief tot bijvoorbeeld 2050 zouden alle kerncentrales zo goed als zeker *wel* gesloten worden, wat leidt tot vervanginvesteringen na 2030 aan een meer onzekere kostprijs. Het is niet zeker dat bij een veel langer tijdsperspectief het scenario met de verlenging van een deel van de nucleaire capaciteit ook aanzienlijk goedkoper uitvalt dan de andere scenario’s.

Net het analysekader dat stopt in 2030 brengt ons dus bij het nucleaire scenario vanuit het kostenperspectief in het energietrilemma.

Zoals bij elke modelmatige analyse kan het wijzigen van enkele belangrijke hypothesen een grote impact hebben op de totale kostprijs per scenario. Indien we in het referentiescenario veronderstellen dat de vraag niet stijgt maar daalt – zoals in het radicale scenario –, dan daalt de totale kost (ceteris paribus) van € 9,1 mld. naar € 7,6 mld. Daaruit blijkt dat investeren in energiebesparingen de totale systeemkost van de productie van elektriciteit in zeer belangrijke mate kan drukken. Maar het realiseren van die energiebesparingen kan ook een kost hebben.

Indien we bij het REF-scenario dezelfde weersafhankelijke hernieuwbare capaciteit veronderstellen als bij het RAD-scenario, dan stijgt de totale kost in 2030 van € 9,1 mld. tot € 10,9 mld. Het radicale scenario is niet buitensporig duur in vergelijking met de andere scenario's omwille van de dalende vraag naar elektriciteit en *ondanks* de enorme expansie van de weersafhankelijke hernieuwbare capaciteit.

In alle scenario's stijgt de invoer van elektriciteit. We betalen in 2030 dan ook grote bedragen voor de import van elektriciteit. In het radicale scenario is de factuur van de invoer in 2030 hoger dan de kostprijs van de binnenlandse gascentrales. In het alternatieve scenario is de kost van het gaspark in 2030 maar 'een beetje' duurder dan de importfactuur. In dat laatste scenario kost de invoer van elektriciteit evenveel als het Belgische zonnepark. Ten slotte dient te worden opgemerkt dat de bijkomende *grid*- en *balancing* kosten niet alleen in het alternatieve maar vooral in het radicale scenario zwaar doorwegen. In het referentie- en nucleaire scenario zijn de bijkomende kosten verwaarloosbaar. In het radicale scenario zijn de bijkomende *grid*- en *balancing* kosten uitgelokt door zonnepanelen en windturbines hoger dan de kosten van het totale gaspark!

Kostenvergelijkingen per scenario zijn relevant voor de kostencompetitiviteit van de Belgische energie-intensieve bedrijven. Het energiesysteem vervult vele functies en is zoals elke infrastructuurcomponent onderhevig aan een investeringscyclus. In landen met een sterke economische groei – waaronder België tussen 1955 en 1975 – wordt in cycli geïnvesteerd in bijkomende infrastructuur, waarbij tijdelijk een zekere overcapaciteit ontstaat. Daarna volgt een periode zonder investeringen, zodat economische groei de overcapaciteit doet verdwijnen. Nog later ontstaat krapte en de behoefte aan vervanginvesteringen, zodat een nieuwe investeringscyclus wordt voorbereid. Die nieuwe investeringen komen terecht in de factuur van gezinnen en bedrijven, maar niet investeren zal op termijn voor hogere kosten zorgen (hogere onderhoudskosten, meer technische problemen, enz.). Wie naar 2030 kijkt, weet dat de kernuitstap – zelfs een partiële kernuitstap – moet leiden tot extra investeringen. Daardoor zal de factuur tijdelijk stijgen, maar verhoogt de betrouwbaarheid van het energiesysteem en wordt het mogelijk om technologische innovaties te ondersteunen. De juiste investerin-

gen kunnen onze economie versterken en de toekomstige kosten van luchtverontreiniging en de klimaatverandering beperken. Dat is positief voor alle bedrijven, inclusief de energie-intensieve bedrijven. Dit is zeker geen pleidooi om maximaal te investeren zonder enig oog op de kostprijsconsequenties. We moeten echter beseffen dat niet investeren een zeer hoge factuur kan opleveren.

Door de nucleaire *phase-out* zal de binnenlandse CO₂-uitstoot bij de productie van elektriciteit aanzienlijk toenemen. De binnenlandse uitstoot is in het referentiescenario in 2030 maar liefst 71% hoger dan in het scenario waarbij 4000 MW nucleaire capaciteit in gebruik blijft. Alleen het radicale scenario zorgt in 2030 voor een lagere binnenlandse CO₂-uitstoot dan het nucleaire scenario. Ten opzichte van het referentiescenario kan het radicale scenario in 2030 een binnenlandse CO₂-uitstoot voorleggen die bijna de helft lager uitvalt. De 'beperkte' jaarlijkse meerkost van het radicale scenario ten opzichte van het referentiescenario – € 400 miljoen in 2030 – dient te worden afgewogen met een CO₂-uitstoot die in 2030 6,6 miljoen ton lager is. Door te kiezen voor het radicale scenario in plaats van het referentiescenario, betalen we als maatschappij in 2030 ongeveer € 60 per uitgespaarde ton CO₂. In functie van de verwachte evolutie van de CO₂-prijs in EU ETS naar 2030 toe, is dat een acceptabele prijs. Daarbij moeten we ook in rekening brengen dat het radicale scenario met ongeveer twee miljoen elektrische voertuigen in 2030 de CO₂-uitstoot van onze mobiliteit met 2,85 miljoen ton zal verminderen. Wel kampt het radicale scenario in tegenstelling tot de andere scenario's met een forse overproductie van elektriciteit. Ook na de sluiting van de kerncentrales blijft de overproductie van het radicale scenario problematisch.

Factuur van de subsidies

Een aanzienlijk deel van de bovenvermelde kostprijzen per scenario wordt gedekt door diverse subsidiestromen. Voor windparken en biomassacentrales zijn verdere subsidies noodzakelijk om meer capaciteit uit te lokken. Zeer waarschijnlijk zijn ook subsidies nodig voor nieuwe gascentrales of om de bestaande gascentrales lang genoeg in de markt te houden. Onze analyse van de groothandelsprijzen in 2030 suggereert immers dat ze waarschijnlijk te laag zullen zijn om private investeringen in nieuw gascentrales uit te lokken. Onze analyse toont aan dat de totale subsidiekost tegen 2030 zal stijgen met ongeveer 50% in zowel het referentie-, alternatieve als radicale scenario. De toename van de totale subsidiekost wordt niet zozeer veroorzaakt door hoge investeringen in nieuwe gascentrales, maar eerder door bijkomende biomassacapaciteit of door bijkomende offshore windparken. Die evolutie naar een systeem waarin elke component afhangt van een specifieke subsidie vormt een merkwaardig contrast met de doelstellingen van

de liberalisering en eenmaking van de Europese energiemarkten. De (terechte) bekommernis voor energiezekerheid suggereert dat elektriciteit de kenmerken heeft van een publiek goed, waardoor de marktlogica voor andere goederen met onvergelykbare technologische randvoorwaarden niet zomaar toepasbaar is. Voor elektriciteit moet het evenwicht tussen vraag en aanbod altijd gegarandeerd worden; weinig andere goederen zijn onderhevig aan die voorwaarde.

Het ontwikkelen van een efficiënt subsidiemechanisme vraagt maatwerk. Vanuit economisch oogpunt is het essentieel om de ontwikkeling van radicale, nieuwe technologieën tijdig te ondersteunen via publieke R&D-subsidies. Die subsidies corrigeren immers het marktfalen waarbij private bedrijven onderinvesteren in risicovolle innovatieprojecten. Jammer genoeg hebben de meeste westerse landen hun publieke investeringen in energie-R&D sterk afgebouwd na het uitdoven van de tweede oliecrisis rond 1980. Net daardoor was er geen brede pijplijn met innovatieve energieconcepten die verder verfijnd konden worden vanaf 1992, toen het internationale klimaatbeleid institutioneel gelanceerd werd.

Het ontwikkelen van radicale, nieuwe energietechnologieën via publieke R&D vraagt veel tijd, terwijl het energiebeleid dikwijls werkt met doelstellingen op relatief korte termijn. Het zeer dure alternatief van het in de markt willen subsidiëren van te jonge en dure technologieën moet absoluut beperkt worden tot specifieke niches. Dat is niet gebeurd voor zonnepanelen in Vlaanderen; we torsen vandaag nog steeds de hoge subsidiefactuur. De beleidskeuze om enkele jaren te wachten, intussen te investeren in R&D en pas daarna beperkt de commercialisatie van rijpe of rijpere technologieën te subsidiëren zoals in Nederland of Oostenrijk, blijkt achteraf veel goedkoper voor eenzelfde ecologisch resultaat. Die lessen zijn nog steeds relevant voor nieuwe hernieuwbare technologieën zoals geothermie, golfslag- of getijdenenergie.

Subsidies voor nieuwe gascentrales zijn te situeren in een context van ‘*missing money*’ in plaats van in die van ondergefinancierde radicale, nieuwe technologieën. Wel blijft het essentieel om na te gaan in welke mate de subsidies tegemoetkomen aan het falen van de markt. Daarbij dient de vraag te worden gesteld welke factoren net leiden tot een specifiek marktfalen. Indien de groothandelsprijzen laag zijn als gevolg van het gevoerde beleid – met hernieuwbare doelstellingen, doelstellingen inzake energiezekerheid, instellen van maximumprijzen –, kan het bijstellen van het huidige beleid overwogen worden als alternatief voor de subsidies of capaciteitsvergoedingen.

CO₂ -> radicale scenario

Wanneer we de binnenlandse CO₂-uitstoot in 2030 vergelijken met de uitstoot in 2016, dan vinden we alleen in het referentiescenario een forse toename van de uitstoot. Zowel in het nucleaire als in het radicale scenario ligt de binnenlandse uitstoot in 2030 onder het uitstootniveau van 2016. In het alternatieve scenario is de uitstoot in 2030 ongeveer even hoog als in 2016. In alle scenario's stijgt de import van elektriciteit aanzienlijk. Wanneer we ook met de uitstoot van de geïmporteerde elektriciteit rekening houden, blijkt dat de optelsom van de binnenlandse en de in de import geïncorporeerde uitstoot in 2030 sterk toeneemt ten opzichte van het uitstootniveau in 2016. Dat is ook het geval in het nucleaire scenario, maar niet in het radicale scenario.

Het radicale scenario leidt in 2030 tot een totale CO₂-uitstoot – inclusief import – van 11,79 miljoen ton, terwijl die in het nucleaire scenario 13,94 miljoen ton bedraagt. Daartegenover staat een jaarlijkse meerkost van € 2,6 miljard voor het radicale scenario. Per uitgespaarde ton CO₂ betaalt de maatschappij in 2030 een zeer hoge reductiekost van meer dan € 1000 per vermeden ton CO₂, indien gekozen wordt voor het radicale in plaats van het nucleaire scenario. Die berekening negeert wel de latere kost van de vervanging van het verlengde nucleaire kapitaal na 2030. Indien de centrales waarvan de levensduur eerder verlengd werd in 2035 definitief worden gesloten en vervangen door relatief duur kapitaal, kan de becijferde kostprijs per vermeden ton CO₂ in vergelijking met het gehanteerde radicale scenario sterk dalen.

De analyse bevestigt de aanzienlijke CO₂-consequenties van extra biomassa-capaciteit. Indien we in het referentiescenario de biomassa-capaciteit niet laten toenemen maar constant houden, dan stijgt de binnenlandse CO₂-uitstoot in dat scenario met bijna 20%, waardoor het aangepaste scenario letterlijk dubbel zo CO₂-intensief wordt als het nucleaire of het radicale scenario. In het referentiescenario verwachten we dat de vraag naar elektriciteit stijgt. Als we terugkeren naar het oorspronkelijke referentiescenario – dus met een bijkomende biomassa-capaciteit – maar veronderstellen dat de vraag daalt, net zoals in het radicale scenario, dan valt de binnenlandse CO₂-uitstoot in 2030 maar liefst 30% lager uit in vergelijking met het resultaat met een stijgende vraag. Daardoor wordt het referentiescenario plots bijna even CO₂-attractief als het alternatieve scenario. Die forse daling van de uitstoot maakt duidelijk dat het beperken van de vraag naar elektriciteit altijd een absolute beleidsprioriteit moet zijn, ook al wordt dat een significante uitdaging als terzelfdertijd de transport- en warmtesectoren deels overstappen op elektriciteit. Een energielandschap zonder bijkomende biomassa-centrales valt vooral te overwegen indien de vraag naar elektriciteit daalt.

Nuclear or radical, that's the question...

Vanuit het 'trilemma'-perspectief waarbij beleidsmakers objectieven inzake energie zekerheid, betaalbaarheid en CO₂-uitstoot dienen te verzoenen, kunnen we concluderen dat de fundamentele keuze gaat tussen het nucleaire scenario en het radicale scenario. Het radicale scenario 'presteert' qua CO₂-impact veel beter dan het referentie- en alternatieve scenario, en dat tegen een beperkte meerkost.

Een cruciaal element van het radicale scenario is de daling van de vraag. Daardoor zijn minder nieuwe gascentrales nodig om de nucleaire *phase-out* op te vangen. De extreme toename van de weersafhankelijke hernieuwbare capaciteit in het radicale scenario – tot 24,8 GW in 2030 – heeft een beperkte impact op de vraag naar gascentrales, maar zorgt wel voor een sterke toename van de totale kostprijs van het radicale scenario, evenals voor een problematische overproductie van elektriciteit. Uit onze sensitiviteitsanalyse blijkt tevens dat de assumptie van een dalende vraag ook bij de andere scenario's leidt tot een lagere behoefte aan gascentrales bij de nucleaire *phase-out* en dus ook tot een lagere totaalkost. Bij het referentiescenario leidt de variant met een lagere vraag tot een totaalkost van € 7,6 mld. in 2030 (in vergelijking met de totaalkost van € 6,9 mld. van het nucleaire scenario). En door de lage vraag in dat scenario daalt natuurlijk ook de CO₂-uitstoot. Kortom, het beperken van de vraag maakt alle andere scenario's even aantrekkelijk als het radicale scenario.

Daaruit besluiten we dat het beperken van de vraag naar elektriciteit – zowel de totale vraag gedurende een kalenderjaar als de piekvraag – een prioriteit zou moeten zijn van een beleid dat de kostprijs van de elektrische energietransitie wil beperken. Dat is geen nieuwe conclusie. Wel kunnen enkele recente evoluties de zoektocht van de consument naar energiebesparingen temperen. Zo wordt de consument vandaag geconfronteerd met een tariefstructuur waarbij een lager elektriciteitsverbruik niet altijd leidt tot een lagere factuur. De baat van een lager verbruik kan bijvoorbeeld gecompenseerd worden door hogere netwerkkosten per verbruikte kWh. De systematische afwenteling van de kostprijs van diverse beleidsmaatregelen in de elektriciteitsrekening – onder netwerkkosten of als extra belasting – kan het verzilveren van een lager verbruik bemoeilijken. Voorts klinkt frequent de vraag naar een toekomstige facturatie op basis van het gevraagde vermogen of op basis van de uitwisseling met het net in plaats van op basis van het jaarlijkse totale verbruik. Daardoor zou de prikkel tot energie-efficiëntie nog meer onduidelijk kunnen worden. Met de uitrol van de slimme meter worden in principe nieuwe tarificatiestructuren mogelijk, die zowel energie-efficiëntie als investeringen in bijvoorbeeld lokale opslagtechnologie kunnen stimuleren. Die laatste investeringen kunnen o.a. bijdragen tot een lagere piekvraag.

Een lagere vraag naar elektriciteit is een uitdaging indien we sectoren zoals transport en huishoudelijke verwarming deels wensen te elektrificeren. Toch is er zeker een groot potentieel tot verdere besparingen, hoewel het aanboren van dat potentieel een prijskaartje heeft. Zo is bijvoorbeeld het aandeel van led-technologie in de gebruikte verlichtingstechnologie bij gezinnen nog steeds (zeer) beperkt. Een lagere elektriciteitsvraag verhoogt wel de toekomstige overproductie van elektriciteit tijdens de zomermaanden. Daardoor zou een aanzienlijke *curtailment* van de weersafhankelijke capaciteit nodig kunnen zijn.

EV's, DSM, stationaire batterijen: geen 'silver bullets'

Onze analyse toont tevens aan dat massaal inzetten op elektrische voertuigen of DSM wel een impact kan hebben op het gebruik van piekcentrales, maar niet zal leiden tot een forse daling van de behoefte aan gascentrales, van de totale kostprijs per scenario of van een lagere CO₂-uitstoot. Het vervangen van gascentrales met een relatief hoge *load factor* door (auto)batterijen of andere opslagmedia botst op de noodzaak om daartoe de batterijcapaciteit bijna exponentieel op te voeren, wat vanuit een economisch standpunt niet wenselijk en niet mogelijk zou zijn zonder enorme subsidies.

Een hogere invoercapaciteit laat toe minder controleerbare capaciteit in het eigen land aan te houden. Wel zal 1 MW extra interconnectie niet leiden tot 1 MW minder gascapaciteit indien de energiezekerheid gegarandeerd moet blijven. Aangezien de momenten met krapte relatief sterk gecorreleerd zijn binnen CWE, is de nominale beschikbaarheid van invoercapaciteit onderhevig aan een andere risico-analyse dan die van de beschikbaarheid van een gascentrale. België zal alleen in de zomermaanden vanuit de buurlanden gratis elektriciteit aangeboden krijgen. Op andere momenten kan de import van elektriciteit heel wat geld kosten. Of er meer opportune toepassingen van die schaarse middelen zijn, is een belangrijke vraag. Daarbij tellen vooral de tewerkstellingseffecten en toegevoegde waarde bij productie binnen de nationale grenzen.

5



Vragen en antwoorden

In de inleiding werden enkele kernvragen geformuleerd. Na onze analyse pogen we die te beantwoorden.

Is het technologisch mogelijk om de kerncentrales te sluiten zoals momenteel voorzien?

Beleidsmakers beschikken over verschillende mogelijkheden om de kerncentrales te sluiten zoals momenteel voorzien. Alle besproken scenario's bieden energiezeekerheid, zij het aan een verschillende kost en met een verschillende impact op de CO₂-uitstoot. Elke evolutie in de richting van een bepaald scenario vraagt bovendien een ondersteunend beleid – bijvoorbeeld inzake elektrische mobiliteit – en maatwerk inzake ondersteuningsmechanismen.

Welke vervangcapaciteit is nodig om bij de nucleaire phase-out de bevoorradingszekerheid te garanderen?

Het sluiten van de kerncentrales is mogelijk mits de combinatie van gascentrales, hernieuwbare capaciteit – al dan niet inclusief biomassa –, opslagcapaciteit, DSM en de import van elektriciteit. Hoe sterker de vraag naar elektriciteit daalt, hoe lager de behoefte aan bovenvermelde activa. Ook in het nucleaire en het radicale scenario met een enorme hernieuwbare capaciteit is er nood aan bijkomende gascentrales om in 2030 de energiezeekerheid te garanderen. De behoefte aan nieuwe gascentrales is altijd kleiner dan de gesloten nucleaire capaciteit.

In welke mate kan een sterke vermindering van de vraag de behoefte aan vervangcapaciteit beperken?

In onze analyse hanteren we voor enkele scenario's een positieve jaarlijkse groei van de elektriciteitsvraag, terwijl alleen in het radicale scenario een negatieve groeivoet wordt gebruikt. Figuur 2.2 toont aan dat die verschillen leiden tot een totale elektriciteitsvraag van ongeveer 92 TWh in 2030 in de 'groeiscenario's' – referentie-, nucleaire en alternatieve scenario – terwijl de vraag daalt tot ongeveer 77 TWh in het radicale scenario. We kunnen ook nagaan wat de behoefte aan

gascentrales zou zijn indien we in de scenario's met een toename van de vraag alle andere *assets* constant houden maar de vraag laten dalen. Uit de sensitiviteitsanalyse in Tabel 3.2 blijkt dat het verschil tussen een stijgende en dalende vraag in alle scenario's een belangrijke impact heeft. In het referentiescenario zorgt een dalende in plaats van een stijgende vraag in 2025 voor een daling van de noodzakelijke gascapaciteit met 1 700 MW. In 2030 vinden we voor hetzelfde scenario bij een dalende in plaats van stijgende vraag een daling van de noodzakelijke gascapaciteit met 1 500 MW. Indien in het radicale scenario daarentegen de vraag zou stijgen in plaats van te dalen, vinden we in 2025 een bijkomende nood aan gascapaciteit met 1 700 MW en in 2030 met 2 200 MW. In scenario's met biomassa-capaciteit gelden bovenstaande conclusies eveneens indien de capaciteit aan biomassa als een variabele beschouwd wordt. Bij een daling van de vraag is biomassa-capaciteit minder essentieel dan bij een toename van de vraag. Biomassa biedt controleerbare hernieuwbare capaciteit, wat niet het geval is voor de weersafhankelijke hernieuwbare capaciteit. In onze vier scenario's is de capaciteit aan windturbines en zonnepanelen exogeen en is er dus geen becijferde reactie van die capaciteit bij een daling in plaats van een stijging van de vraag. Wel weten we dat een daling van de vraag op zich geen grote impact kan hebben op onze 'behoefte' aan weersafhankelijke hernieuwbare capaciteit. Wanneer de totale vraag naar elektriciteit op jaarbasis daalt, kan die daling gerealiseerd worden op momenten waarbij er een hoge, lage of helemaal geen hernieuwbare elektriciteitsproductie is.

Wat is de economische meerkost van de investeringen in vervangcapaciteit?

In alle scenario's neemt de totale capaciteit sterk toe. De hernieuwbare productiecapaciteit stijgt sterk tot zeer sterk, terwijl ook geïnvesteerd wordt in gascentrales, elektrische voertuigen, andere opslagcapaciteit, DSM en meer interconnecties met de buurlanden. Een verlenging van 4 000 MW kernenergie impliceert een lagere behoefte aan vervangcapaciteit, waardoor dat nucleaire scenario in 2030 slecht € 6,9 mld. kost, terwijl de drie andere scenario's een jaarlijkse kostprijs hebben tussen € 9,1 mld. en € 9,5 mld. De meerkost ten opzichte van het nucleaire verlengscenario is echter niet zomaar toe te schrijven aan een veel hogere behoefte aan gascentrales in de andere scenario's. De economische meerkost is het gevolg van de gekozen combinatie van technologieën en de import van elektriciteit. Daarnaast zijn er nog de indirecte systeemeffecten zoals de bijkomende *grid-* en *balancing* kosten voor de scenario's met een hoog aandeel hernieuwbare energie. Als we inzoomen op de jaarlijkse kostprijs van de noodzakelijke gascentrales in de verschillende scenario's, dan zijn die niet het laagst in het nucleaire verlengingscenario. In dat nucleaire scenario bedraagt de kostprijs van zowel CCGT's als OCGT's

in 2030 ongeveer € 1 mld., terwijl de kostprijs in het radicale scenario met ongeveer € 710 mln. aanzienlijk lager uitvalt. In het referentiescenario loopt de jaarlijkse kostprijs van de gascentrales in 2030 op tot bijna € 2,9 mld. In het radicale scenario is er een lagere behoefte aan gascentrales omwille van de hoge hernieuwbare en opslagcapaciteit. In het radicale scenario is de jaarlijkse factuur van de windparken in 2030 met € 2,9 mld. even hoog als de factuur van de gascapaciteit in het referentiescenario. In het referentiescenario bedraagt de kostprijs van de geïmporteerde elektriciteit ongeveer € 1,25 mld. in 2030, terwijl die factuur in het radicale scenario met € 739 mln. het laagst uitvalt. Aangezien er niet één manier is om de benodigde vervangcapaciteit in te vullen, is er geen eenduidig antwoord op de vraag naar de unieke meerkost van de unieke vervangcapaciteit.

Hoe komt die vervangcapaciteit tot stand; via de vrije marktwerking of door overheidsbeslissingen?

De toename van de totale capaciteit tegen 2030 is niet alleen het gevolg van de politieke beslissing om de kerncentrales te sluiten. Ons land heeft zich binnen de Europese Unie geëngageerd om ambitieuze doelstellingen inzake CO₂-reductie, het aandeel hernieuwbare energie en energie-efficiëntie te realiseren. Daartoe is tegen 2030 een andere technologische mix nodig. Het huidige subsidiebeleid voor windenergie zal worden voortgezet omdat windprojecten moeilijk tot niet rendabel kunnen zijn bij het huidige en verwachte niveau van groothandelsprijzen. Daarbij komt dat windparken niet altijd produceren op momenten met aantrekkelijke prijzen. Voor particulieren zijn de subsidies voor zonne-energie vandaag niet meer nodig omwille van de hoge retailfactuur en de sterke daling van de investeringskost. Wanneer door de invoering van slimme meters de tellers niet meer terugdraaien, wordt de rendabiliteitsoefening voor de particulier minder transparant, wat de investeringsappetijt kan inperken. Daardoor kan op termijn een alternatief ondersteunings- of compensatiemechanisme voor particuliere PV-investeringen nodig zijn.

Centraal in onze analyses staat de verwachting dat de groothandelsprijzen tussen vandaag en 2030 wellicht niet of amper zullen stijgen. Daardoor komen er geen nieuwe investeringen in nieuwe gascentrales en komt ook het verdienmodel voor opslagcapaciteit en DSM onder druk. Om die capaciteit toch in de markt te krijgen, zijn zeer waarschijnlijk aangepaste ondersteuningsmechanismen nodig. Andere tariefstructuren voor energiediensten kunnen op zich ook een prikkel tot gedragswijziging bieden. Zeker voor investeringen in batterijen en DSM kan een creatief beleid optimaal gebruikmaken van slimme technologie.

Ondersteuningsmechanismen hebben een prijs voor de consument, maar elke private investering moet in de markt terugverdiend worden via de prijs voor de consument. De opmars van de elektrische auto kan spontaan gebeuren of kan worden gestimuleerd via specifieke incentives, gaande van directe subsidies tot fiscale voordelen en voorbehouden parkeerplaatsen of rijstroken. Indien de overheid streeft naar een snelle diffusie van elektrische voertuigen, is een ondersteunend beleid wenselijk.

Uiteindelijk evolueren we naar een landschap waarbij diverse beleidsdoelstellingen interageren, waardoor zowat alle toekomstige investeringen ondersteund of gestimuleerd moeten worden. We kunnen alleen maar herhalen dat die evolutie niet consistent lijkt te zijn met de Europese ambitie om de energiemarkten te liberaliseren en integreren. Indien de marktwerking te sterk verstoord wordt door een kluwen van politieke doelstellingen, kan worden overwogen om alleen de meest essentiële doelstelling te weerhouden en alle andere doelstellingen te schrappen. Wat het Europese beleidskader betreft, zou de CO₂-doelstelling moeten primeren en kunnen aanverwante doelstellingen zoals het aandeel van de hernieuwbare productie geschrapt worden. Hernieuwbare energie is immers tot op heden een middel tot een lagere CO₂-uitstoot – waarvan de effectiviteit afhangt van de globale energiemix – en geen doel op zich. Ter compensatie kunnen nieuwe hernieuwbare energietechnologieën ondersteund worden via publieke R&D-subsidies.

Als we voor elektriciteit vooral een vrije markt beogen zonder een overheid die heel wat technologische beperkingen oplegt, blijft de vraag wie instaat voor de bevoorradingszekerheid. Capaciteitsmechanismen voor nieuwe gascentrales zijn het gevolg van de rol die de overheid op zich neemt inzake energiezekerheid. Als de markt onvoldoende investeringen dreigt uit te lokken, kan de overheid die lacune vullen met gerichte subsidies, zodat voldoende capaciteit op lange termijn beschikbaar is. Die praktijk gaat voorbij aan de vraag waarom onvoldoende investeringen uitgelokt worden. Bij de huidige wetgeving moeten leveranciers of elektriciteitsbedrijven met een klantenportefeuille alleen het evenwicht garanderen tussen hun aanbod en hun verwachte vraag op korte termijn. Zo moet elke *balance responsible party* of BRP bij de nationale systeemoperator één dag op voorhand aantonen dat de verwachte vraag voor elk moment van de volgende dag gevolgd kan worden door de combinatie van eigen productie of aankopen bij andere leveranciers. Die verplichting zorgt op zich niet voor investeringen op lange termijn. In theorie zou de wetgeving aangepast kunnen worden in die zin dat elke leverancier ook een plan zou moeten voorleggen om de verwachte evolutie van de eigen vraag op lange termijn te kunnen volgen. Wanneer elke leverancier vandaag moet aantonen hoe de verwachte vraag tot in 2030 gevolgd kan worden, zal de leverancier leveringen op zeer lange termijn willen aankopen, ofwel eigen productiecapaciteit voorzien. Als vele leveranciers termijncontracten op meer dan tien jaar zouden willen afsluiten – wat vandaag niet kan – ontstaat

een markt voor productiecapaciteit die er vandaag niet is. Een interessant detail daarbij is dat net de Europese Commissie ijverde voor het afschaffen van contracten op lange termijn om nieuwkomers meer kansen te bieden in de geliberaliseerde markt. Het probleem bij deze denkoefening is natuurlijk dat geen enkele leverancier weet hoe de vraag evolueert tussen vandaag en 2030. We staan aan de vooravond van enkele technologische evoluties die op lange termijn een belangrijke impact kunnen hebben op de vraag. Ook worden klanten gestimuleerd om aanbiedingen van leveranciers frequent te vergelijken, zodat klantenportefeuilles sterk kunnen evolueren. Leveranciers hebben geen glazen bol ... maar de overheid ook niet. Voorlopig blijft de overheid verantwoordelijk voor het evenwicht op lange termijn, terwijl er geen enkele reden is om aan te nemen dat ze over betere informatie beschikt dan de gereguleerde energiebedrijven. Wel bepaalt en verandert de overheid continu de spelregels, zodat een marktomgeving is ontstaan die moeilijk te evalueren valt voor de gereguleerde entiteiten. Wanneer de chaos groot is, rest geen andere optie dan de finale verantwoordelijkheid te laten opnemen door de bron van de onzekerheid.

Is het huidige beleid adequaat? Is een aanpassing van het beleid noodzakelijk?

Indien het huidige beleid beperkt wordt tot een visie of stappenplan om de kernuitstap mogelijk te maken vanuit het trilemma-perspectief, dan valt op dat er momenteel geen concreet plan is om de benodigde vervangcapaciteit – waarvoor vele varianten denkbaar zijn – tijdig operationeel te krijgen. Verderwerken met een strategische reserve waarbij enkele oude centrales buiten de markt beschikbaar blijven om in te spelen op zeer zeldzame krapte, is ook mogelijk. Uit onze analyse blijkt echter dat de *load factors* van de gascentrales die in 2025 en 2030 nodig zijn, dermate hoog uitvallen dat die activa niet opgenomen kunnen worden in een strategische reserve buiten de markt die in principe zeer sporadisch geactiveerd wordt. De gesimuleerde *load factors* tot 50% en meer voor 2025 vragen een totaal ander gebruik van de gascentrales; die horen thuis in de markt, hoewel dat zonder ondersteuning niet zomaar zal gebeuren. Het instrument van de strategische reserve biedt geen efficiënte oplossing voor de uitdagingen tot 2030.

Een andere invulling van het beleid is nodig. Daarbij staat niet alleen de productie van elektriciteit centraal. Inzetten op een sterke daling van de vraag naar elektriciteit biedt grote voordelen in termen van een lagere behoefte aan vervangcapaciteit, een lagere totale kost en een lagere CO₂-uitstoot. Een ambitieus efficiëntiebeleid moet een prioriteit zijn, maar heeft natuurlijk ook een kost en dient rekening te houden met de investeringscyclus voor verschillende technologieën bij economische agenten. Op korte termijn moeten we geen wonderen verwachten

van een ambitieus efficiëntiebeleid, maar tegen 2030 kunnen zeker resultaten geboekt worden mits de juiste ondersteuning. Wachten op de spontane golf van energiebesparingen en energie-efficiëntie is een grote gok. Een ambitieus efficiëntiebeleid combineert technische regulering met economische incentives en informatie-instrumenten. Inefficiënte technologieën kunnen versneld van de markten geweerd worden via technische regulering. Daardoor worden markten voor betere technologieën ondersteund, wat kansen biedt voor onze technologiebedrijven. Het financieel bestraffen van een hoog energieverbruik, maar ook het belonen van een laag energieverbruik, is belangrijk om de zoektocht naar efficiënte alternatieven bij de consumenten en bedrijven te ondersteunen. Daarnaast blijft het essentieel om via gerichte campagnes niet alleen te sensibiliseren, maar ook om representatieve informatie te bieden over terugverdientijden, oplossingen voor allerhande barrières, best practices, enz. Ook innovatieve financiële constructies kunnen het beschikbare efficiëntiepotentieel beter benutten. Zodra het bijvoorbeeld financieel rendabel wordt om energiebesparingen bij derden te cofinancieren, kan een nieuwe marktdynamiek ontstaan.

Naast de focus op vervangcapaciteit en energie-efficiëntie is er ook nog de timing van verschillende beleidsmaatregelen. Er is nog enige tijd, maar dit is geen pleidooi voor verder uitstel. Keuzes met *no regrets* maken we beter te snel dan te laat. Vanuit een technologisch standpunt is er nog wat tijd tegen 2025; het bouwen van bijvoorbeeld een nieuwe gascentrale duurt in principe geen zeven tot acht jaar. Wel moeten dergelijke projecten lang voorbereid en afgetoetst worden – inclusief de bepaling van een adequaat ondersteuningsmechanisme – zodat niet lang getalmd mag worden. Via een *backplanning* of *backcasting* kan duidelijk worden hoe urgent bepaalde beslissingen vandaag of morgen zijn.

In alle scenario's is er een sterke toename van de variabele hernieuwbare capaciteit, is er een hogere DSM-capaciteit en zijn er veel tot zeer veel elektrische voertuigen. Uit de analyse bleek dat de expansie van de hernieuwbare capaciteit via een subsidiemechanisme verder ondersteund zal moeten worden, ondanks de dalende investeringskosten. Ook voor andere activa kunnen subsidies noodzakelijk zijn. Indien de kostprijs van die ondersteuningsmechanismen doorgerekend wordt aan de verbruikers, stijgt de elektriciteitsfactuur voor de Belgische gezinnen en bedrijven. Zowel voor de laagste inkomens als voor ondernemingen die internationaal concurreren, kunnen compenserende maatregelen overwogen worden. Het gevolg daarvan is echter dat de factuur voor de middenklasse en de andere ondernemingen nog sneller zal stijgen. In principe kan de overheid een deel van de bijkomende subsidiekost ten laste nemen van de algemene middelen, maar dat is zeer onwaarschijnlijk in de Belgische budgettaire context.

Om het beleidskader te structureren, is een concrete visie nodig over:

- De samenstelling van het productiepark in de periode 2025-2030, met een onderscheid tussen activa die spontaan beschikbaar zullen zijn – als gevolg

van normale marktwerking – en activa die een vorm van ondersteuning nodig kunnen hebben;

- Een tijds kader per activacategorie, zodat de evolutie naar een bepaald productiepark niet te laat aangevat wordt;
- De bepaling van geschikte ondersteuningsmechanismen om de nodige investeringen uit te lokken, de becijfering van de kostprijs ervan en de verdeling van de subsidiekost over diverse economische sectoren;
- Een inschatting van het potentieel om de vraag naar elektriciteit in alle economische sectoren te verlagen op middellange en lange termijn, het identificeren van de meest geschikte beleidsinstrumenten en een inschatting van de kostprijs en randvoorwaarden om dat potentieel te mobiliseren;

De integratie in het ruimere economische en fiscale beleid van alle beleidsmaatregelen die nodig zijn voor de invulling van het energietrilemma.

Om deze visie uit te werken, is een concreet stappenplan nodig, gebaseerd op:

1. Een analyse van de verwachte evolutie van elke component van onze huidige capaciteit (inclusief DSM, import, opslag);
2. Een analyse van de verwachte evolutie van de vraag onder diverse technologische scenario's;
3. Een analyse van de behoefte aan nieuwe capaciteit bij het uitvoeren van de kernuitstap, waarbij rekening wordt gehouden met de implicaties inzake CO₂ en systeemkost + specificatie van capaciteit die via subsidies ondersteund moet worden;
4. Een analyse van de prijsconsequenties voor de verschillende marktsegmenten (gezinnen, KMO's, grootverbruikers – met aandacht voor de blootstelling aan internationale concurrentie);
5. Een analyse van andere gevolgen, bijvoorbeeld inzake werkgelegenheid en luchtkwaliteit;
6. Een draaiboek gebaseerd op bovenstaande analyses.

Bovenstaand stappenplan is geen pleidooi voor centrale planning in de elektriciteitssector. De bizarre keuze om markten eerst te liberaliseren om daarna het gebruik van zowat alle technologieën te gaan reguleren – inclusief het gebruik van kernenergie in ons land – heeft geleid tot een impasse waarbij niet spontaan geïnvesteerd zal worden in nieuwe capaciteit om de kernuitstap te ondersteunen. Het stappenplan is een *second-best* oplossing omdat de optimale oplossing op korte termijn niet haalbaar is. De optimale oplossing vraagt het aanpassen van het marktmodel – ruim gedefinieerd – en het schrappen van een resem overlappende

doelstellingen ten voordele van één enkele doelstelling, zijnde CO₂-reductie op lange termijn.

Tot slot dient te worden benadrukt dat het laatste aandachtspunt in bovenvermelde visie erkent dat alle maatregelen rond het vrijwaren van het energietriplemma niet genomen of geëvalueerd kunnen worden zonder rekening te houden met initiatieven in andere beleidsdomeinen. Zo is een fiscale vergroening om diverse redenen voor België zeer wenselijk en kan die direct of indirect een impact hebben op bijvoorbeeld de behoefte aan activa om elektriciteit te produceren in ons land. De invoering van een algemene en stijgende CO₂-prijs, een regulering die inefficiënte technologieën versneld bant van onze markten, een regulering die de renovatie van oude gebouwen versnelt, het invoeren van rekeningrijden of het radicaal veranderen van de autofiscaliteit (inclusief de fiscaliteit van bedrijfsvoertuigen) en vele andere maatregelen kunnen op lange termijn ook de transitie van het elektriciteitssysteem sterk beïnvloeden. Ook internationale ontwikkelingen kunnen het kader beïnvloeden waarbinnen maatregelen voor het elektriciteitssysteem genomen worden. De evolutie van de CO₂-prijs in het Europese systeem van emissiehandel, van de fossiele energieprijzen of van de doelstellingen inzake hernieuwbare energie en energie-efficiëntie zijn belangrijke parameters voor het Belgische energielandschap op lange termijn. Hetzelfde geldt voor de mogelijke ontwikkeling van nieuwe financierende instrumenten om de investeringsdynamiek in België en Europa te stimuleren. Zo erkent iedereen dat investeringen in de modernisering van onze infrastructuur wenselijk zijn. Het energiesysteem is een belangrijke component van onze infrastructuur. Indien bijvoorbeeld volksleningen of equivalente mechanismen grote bedragen kunnen mobiliseren om schoolgebouwen, publieke gebouwen tot zelfs gehele woonwijken versneld energetisch te gaan renoveren, kan het beschikbare potentieel inzake energie- en CO₂-reductie sneller benut worden dan vandaag het geval is. Met al die interacties wordt bij voorkeur rekening gehouden in het debat over de toekomst van ons elektriciteitssysteem.

Wat zijn de ecologische gevolgen – beperkt tot de uitstoot van broeikasgassen – van de kernuitstap?

Het vervangen van koolstofarme productiecapaciteit door een combinatie van een lagere vraag, veel meer hernieuwbare energie en een hoge opslagcapaciteit hoeft niet te leiden tot een toename van de CO₂-uitstoot bij de productie van elektriciteit. In het radicale scenario bedraagt de totale CO₂-uitstoot in 2030 ongeveer 10 miljoen ton – dat is de optelsom van de binnenlandse uitstoot en de CO₂ in de import van elektriciteit – terwijl de totale uitstoot in het referentiescenario zonder bijkomende biomassa-capaciteit oploopt tot 21 miljoen ton. In het nucleaire sce-

nario vinden we in 2030 een totale uitstoot van bijna 14 miljoen ton. De CO₂-impact van de keuze tussen verschillende vervangscenario's is groter dan de CO₂-impact van de kernuitstap op zich.

In het radicale scenario daalt de uitstoot van 11,94 mln. ton in 2016 tot 11,79 mln. ton in 2030. Die zeer beperkte daling met 1,2% wordt best vergeleken met de noodzaak om de nationale CO₂-uitstoot tegen 2030 wellicht met 10 miljoen ton te verlagen. Die 10 miljoen ton stemt overeen met een reductiedoelstelling van 30% in vergelijking met het uitstootniveau van 2005. Indien de elektriciteitssector zelfs in het radicale scenario amper kan bijdragen tot die nationale doelstelling, zullen de andere economische sectoren meer reductie-inspanningen moeten leveren.

Biedt goedkope invoer vanuit de buurlanden niet de eenvoudigste oplossing?

Goedkope invoer van elektriciteit is zeer attractief voor de Belgische gebruikers. Daarbij ligt de nadruk op 'goedkoop'. Er is echter geen enkele garantie dat België in de wintermaanden goedkope elektriciteit kan importeren. Voorts kijken we aan tegen een eigen overproductie van elektriciteit in de zomermaanden, wanneer er eerder een behoefte aan export is in plaats van een behoefte aan import. Uit onze resultaten blijkt dat de jaarlijkse factuur van import zowel in het referentie- als in het alternatieve scenario oploopt tot meer dan € 1,2 mld. Ter vergelijking: de jaarlijkse kost van het grote zonnepark in het alternatieve scenario is even hoog. Uiteindelijk speelt ook de vraag of we in ons eigen land toegevoegde waarde en jobs willen creëren of in het buitenland. Voorts toont onze analyse van de groothandelsprijzen aan dat de huidige overcapaciteit in de buurlanden op termijn kan verdwijnen zonder te leiden tot fors hogere groothandelsprijzen. Ook in de buurlanden dreigt de reservemarge onder druk te komen, wat kan leiden tot de noodzaak om via politieke beslissingen voldoende capaciteit op de markt te brengen. Indien de buurlanden bij dergelijke oefeningen vooral denken aan de nationale energiezekerheid, dreigt het importafhankelijke België op termijn met onaangename gevolgen geconfronteerd te worden.

Wat is de rol van ‘nieuwe’ technologieën of concepten, zoals de opkomst van elektrische voertuigen, demand side management (DSM) en stationaire batterijen?

Nieuwe technologieën hebben zeker een bijdrage te leveren in de toekomstige mix. Uit de Belgische weerdata blijkt echter dat we af en toe te kampen hebben met vrij lange periodes met weinig wind en geen zon. Dergelijke periodes kunnen niet overbrugd worden door de batterijcapaciteit die we in onze scenario's veronderstellen, zelfs niet wanneer de batterijen 's nachts opgeladen worden met beschikbare gascapaciteit. Het is natuurlijk altijd mogelijk om de batterijcapaciteit extreem uit te breiden, zodat veel langere periodes met suboptimale weersomstandigheden overbrugd kunnen worden. Zo'n omvangrijke batterijcapaciteit zal echter weinig benut worden, zodat het economische verhaal ervan zeer problematisch wordt. Oude technologieën zoals gascentrales hebben altijd nog een rol te spelen, terwijl de rol van de alleroudste technologie – namelijk het efficiënt of zuinig omgaan met schaarse goederen en diensten – nog veel belangrijker is.

