



ITINERA INSTITUTE **VERKIEZINGSREEKS 2014**

**2014-2019:
Diagnose en prioriteiten:
Energy Security First!**



18 | 03 | 2014

JOHAN ALBRECHT
Senior Fellow Itinera Institute



ENERGIE

1. 2014-19: uit de loopgraven met gedurfd realisme!

In elke verkiezingsperiode regent het traditioneel nieuwe beloften. Het is ook normaal dat partijen hun beeld van de toekomst schetsen. We hebben echter gezien tot wat het denken dat bomen tot in de hemel reiken, geleid heeft. In een land van coalitieregeringen weet de kiezer bovendien maar al te goed dat het verkiezingsprogramma van een individuele partij niet als een blauwdruk voor het beleid van een volgende regering beschouwd kan worden. Belangrijker nog is dat de bewegingsruimte voor een onverantwoorde sinterklaaspolitiek volledig afwezig is. Onderzoek van de Europese Commissie wijst uit dat België, gegeven zijn hoge overheidsschuld en vergrijzingskost, één van de landen waar de benodigde begrotingsaanpassing het grootst is en een veelvoud is van het huidige tekort. Een reality check is dan ook meer dan gewenst. Het is belangrijk dat de verkiezingsprogramma's gebaseerd zijn op zin voor realisme en dus niet verkeerdelijk er van uitgaan dat alleen het huidige begrotingstekort aangezuiverd dient te worden.

Itinera vertrekt van dergelijke reality check. In de reeks "2014-18: uit de loopgraven!", koppelen we dit toch aan de nodige ambitie, waardoor de Itineravoorstellen onder de noemer vallen van "Gedurfd Realisme". Net omdat de hier voorgestelde pistes gebaseerd zijn op budgettair realisme zijn ze haalbaar en meer dan eens combineerbaar met punten uit de partijprogramma's.

2. Diagnose en prioriteiten: Energy Security First!

De door Minister Wathélet bijgestuurde kernuitstap lonkt om de hoek. In 2015 worden de twee oudste kerncentrales van Doel gesloten na 40 jaar gebruik. Volstaat de resterende beschikbare productiecapaciteit om een uitzonderlijke piekvraag – bijvoorbeeld tijdens een stevige winterprik – op te vangen? Bereiden we ons intussen adequaat voor op de sluiting van de resterende kerncentrales tegen 2025? En hoe past de verwachte expansie van hernieuwbare energie in dit verhaal? Dit zijn de essentiële beleidskwestie voor de nabije toekomst. En 2015 is beslist nabij...

De kost van een mogelijke black-out is enorm en bevoorradingszekerheid is dan ook de absolute prioriteit. Intussen kennen we ook het concept energiearmoede. Een stijgende energiefactuur brengt heel wat gezinnen in financiële problemen. De factuur van elektriciteit – in het bijzonder de samenstelling van de factuur - dient bewaakt te worden op een manier die een efficiënte marktwerking niet verstoort. Ook onze energie-intensieve bedrijven kijken met aandacht naar mogelijke beleidskeuzes op korte en middellange termijn. Het garanderen van de bevoorradingszekerheid heeft een prijs maar mag de concurrentiepositie van onze bedrijven niet in het gedrang brengen. Andere beleidsprioriteiten zoals het stimuleren van investeringen in hernieuwbare energie hebben al geleid tot hogere prijzen voor de finale gebruikers. Via hogere distributiekosten zal de factuur voor de finale gebruiker hierdoor ook in de toekomst verder blijven stijgen. Een evaluatie van de bestaande subsidies voor hernieuwbare energie en een bijsturing in functie van de toekomstige marktvoorwaarden zijn eveneens belangrijke kwesties voor toekomstige regeringen.

In elke relatief stabiele markt waar capaciteit wegvalt – zoals bij de politieke beslissing om kerncentrales te sluiten-, verwachten we de spontane opbouw van vervangcapaciteit. Het sluiten van kerncentrales zou dan ook vanzelf kunnen leiden tot voldoende vervangcapaciteit zodat beleidsmakers zich geen zorgen hoeven te moeten maken over de bevoorradingszekerheid. De laatste jaren wordt er in ons land echter niet meer geïnvesteerd in nieuwe conventionele capaciteit voor de productie van elektriciteit. Alleen aantrekkelijke subsidieregimes hebben geleid tot nieuwe investeringen in hernieuwbare energietechnologieën. Omwille van de marktomstandigheden en politieke beslissingen zijn er recent heel wat potentiële fossiele investeringsprojecten (gas & steenkool) afgeblazen in ons land (maar ook in de buurlanden). De markt aarzelt en trappelt ter plaatse maar de timing van de kernuitstap blijft behouden. Hierdoor stijgt de onzekerheid en wordt de overheid quasi gedwongen tot marktinterventies.

De discussie over de kernuitstap vanaf 2015 wordt bemoeilijkt door een samenspel van factoren. Enkele factoren kunnen door onze beleidsmakers beïnvloed worden. Daarnaast zijn er ook internationale of regionale evoluties die we als klein land vooral ondergaan;

1. Tussen 2012 en 2017 verdwijnt niet alleen een aanzienlijke nucleaire productiecapaciteit. Ook verschillende oude steenkool- en gascentrales werden recent gesloten of zullen gesloten worden in deze periode.
2. Tussen 2008 en 2012 daalde de vraag naar elektriciteit in de EU-28 met 4% terwijl de vraag in de periode van 2000 tot 2007 jaarlijks toenam met 1.7%¹. Door de crisis evolueerde een stabiele

¹ Roque, Fabien (2013). *European Electricity Markets in Crisis: Diagnostic and Way Forward*, University Paris Dauphine, 12 November 2013

groeimarkt in een krimpende markt. De terugval van de vraag naar elektriciteit in West-Europa leidde tot een aanzienlijke overcapaciteit in de buurlanden zoals blijkt uit Figuur 3. In België is er echter geen belangrijke overcapaciteit maar zijn er omwille van de marktkoppeling toch geen hoge prijzen die schaarste weerspiegelen. De huidige elektriciteitsprijzen in de vork van € 45 tot € 50 per MWh zijn dermate laag dat marktgedreven investeringen in nieuwe productiecapaciteit niet meer mogelijk zijn. Het sluiten van de oude kerncentrales in ons land biedt momenteel dus geen attractieve investeringsopportunity (zoals voorzien was bij de oorspronkelijke beslissing om de kerncentrales na 40 jaar te sluiten). Er wordt natuurlijk wel geïnvesteerd in hernieuwbare energieprojecten maar dit is het gevolg van subsidiemechanismen en geen reactie op de kernuitstap. Alleen een snel en sterk herstel van de conjunctuur met een industriële relance kan de elektriciteitsprijzen de komende jaren significant verhogen. Bij een structurele groeimarge van 1% voor de Europese economie lijkt dit een onwaarschijnlijk scenario.

3. De elektriciteitsprijzen in ons land – op *wholesale* niveau – worden gevormd in de gekoppelde CWE (Centraal & West-Europese) markt waardoor een klein land zoals België niet afgeschermd is van politieke beslissingen en economische evoluties in de grote buurlanden. Bij de huidige lage prijzen zijn vooral oude nucleaire en steenkoolcentrales met een lage marginale kost economisch rendabel. Gascentrales met een marginale kost van ongeveer € 50 per MWh draaien veel minder uren om de marginale verliezen te beperken en worden in toenemende mate stilgelegd (*mothballing*) tot zelfs definitief gesloten. De Belgische kernuitstap biedt vooral marktkansen voor de kerncentrales in onze buurlanden en relatief vervuilende steenkoolcentrales. De Belgische kernuitstap zal in de huidige context geen investeringen in nieuwe gascentrales uitlokken.
4. Tussen vandaag en 2025 wordt er bijkomend geïnvesteerd in hernieuwbare energietechnologieën. Bijkomende investeringen in intermitterende of weersafhankelijke technologieën zoals windturbines en zonnepanelen dragen op zich niet of amper bij tot het invullen van de piekvraag naar elektriciteit. Als er op het moment van de piekvraag geen wind of zon is, is de bijdrage van wind en zon nihil (tenzij eerder geproduceerde elektriciteit opgeslagen werd en vrij beschikbaar is op momenten met een hoge vraag). België is een land met een piekvraag op winteravonden wanneer de zon al lang niet meer schijnt. Vanuit dit perspectief zijn bijkomende investeringen in biomassacentrales interessant. Een nieuwe biomassacentrale kan in principe flexibel produceren wanneer opportuun en hierdoor inspelen op de piekvraag. Bij gebrek aan expansiemogelijkheden inzake waterkracht moeten biomassacentrales een belangrijke rol spelen in toekomstvisies met een hoog aandeel hernieuwbare productie. Biomassacentrales hebben echter een belangrijke brandstofkost. Daarnaast is er ook een debat over de duurzaamheid van de gebruikte *feedstocks*. Er zijn landen met een overtuigend palmares inzake duurzame biomassa productie terwijl meer recente spelers zeker en vast een bijkomende inspanning moeten leveren om biomassa duurzaam te produceren en te vermarkten. Dit proces kan tijd vragen en moet afgewogen worden tegenover de belangrijke voordelen van biomassacentrales.

De kernuitstap wordt een uitdaging omwille van de problematische marktomgeving die de nodige vervanginvesteringen voorlopig uitsluit. Bij gebrek aan een marktgedreven antwoord op de kernuitstap, rest een beleidsantwoord waardoor investeringen of gedragsveranderingen worden uitgelokt door *incentives* die er vandaag nog niet zijn.

Het is aan de beleidsmakers om de juiste *incentives* te creëren. Deze *incentives* hebben een prijskaartje en het minimaliseren van de totale subsidiekost is dan ook belangrijk.

België importeert in toenemende mate elektriciteit uit de buurlanden. Bij veel wind kunnen we overigens genieten van relatief lage prijzen omdat de productie uit windturbines de klassieke centrales met de hoogste marginale kost wegduwt uit de markt. Gascentrales verdwijnen uit de *merit order* terwijl steenkool- en kerncentrales voorlopig in de *merit order* blijven. Hierdoor daalt de prijs op *wholesale* niveau (wat niet noodzakelijk leidt tot een lagere factuur voor de gezinnen of bedrijven). Kunnen we de gevolgen van de kernuitstap niet eenvoudig opvangen door op kritieke momenten meer elektriciteit te importeren vanuit Nederland of de andere buurlanden? Dit is in principe een interessante piste met echter enkele beperkingen. Zo is onze totale invoercapaciteit begrensd. Eens de interconnectie of transportcapaciteit tussen twee landen volledig benut is, kunnen we niet bijkomend invoeren. Voorts zijn enkele risico's sterk gecorreleerd. Als België een forse winterprik ondergaat, is het meestal ook zeer koud in de buurlanden. En wanneer het in België windstil is, is er wellicht ook geen groot aanbod van elektriciteit uit windturbines in de buurlanden. Dus wanneer alle landen in CWE (Centraal & West-Europa) plots kampen met een extreme piekvraag, is er een lager aanbod van beschikbare elektriciteit om te importeren en is er wellicht amper of geen vrij beschikbare invoercapaciteit. Zeer hoge prijzen kunnen een bijkomend aanbod uitlokken op voorwaarde dat er geen congestie aan de interconnectie is. Bovendien is de overcapaciteit in enkele buurlanden niet stabiel op middellange termijn. Aangezien het in stand houden van een significante overcapaciteit duur is, lijkt het eerder logisch dat deze op termijn inkrimpt. Meer importeren vanuit de buurlanden is dus niet noodzakelijk de meest duurzame keuze op middellange termijn.

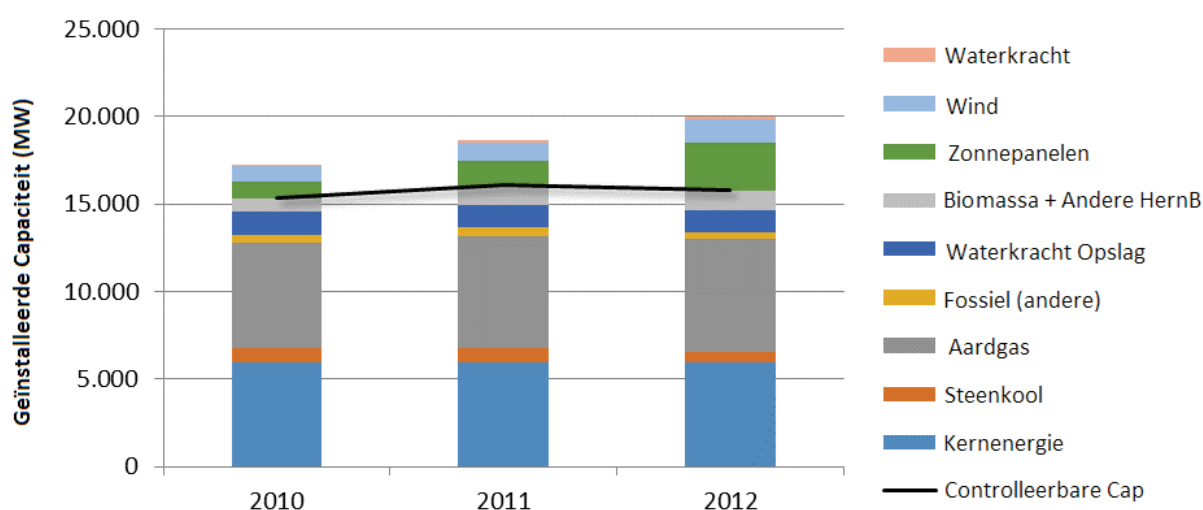
Binnen de Europese filosofie van een eengemaakte energiemarkt is het logisch *security of supply* (bevoorradingzekerheid) afwegingen niet zozeer nationaal maar eerder Europees te benaderen. Want het streven naar nationale bevoorradingzekerheid vanuit een eilandperspectief – zonder invoer of uitvoer – leidt in vele gevallen tot relatief dure nationale maatregelen (zoals piekcentrales met zeer weinig operationele uren). Dit geldt zeker voor een klein land zoals België met grote buurlanden. Maar de evolutie van de interconnectiecapaciteit verloopt traag en we hebben voorlopig vele nationale in plaats van één TSO voor CWE, laat staan enkele of één monopolieachtige TSO voor gans de Europese Unie. Het verzekeren van de *security of supply* op het niveau van CWE leidt niet noodzakelijk tot dezelfde aanpak als bij het verzekeren van de *security of supply* in alle afzonderlijke landen van de CWE. Niets belet natuurlijk een nationale TSO om afspraken te maken met buitenlandse marktpartijen binnen een nationale *security of supply* strategie. Er komen ongetwijfeld op termijn internationale marktmechanismen in functie van *security of supply* maar voorlopig is het zeker niet onredelijk om als land te vertrekken van oefeningen vanuit een eilandperspectief.

3. Voorstel 1: naar een stappenplan voor 13 000 MW

Tegen 2025 is een vervanginvestering van meer dan 13 000 MW noodzakelijk. Zoniet kampt België met een problematisch negatieve reservemarge. Op middellange termijn impliceert de kernuitstap van 6 000 MW dat een dubbele vervangcapaciteit moet uitgelokt worden. Nog vooraleer de kernuitstap finaal is – dus voor 2025- is al een vervangcapaciteit nodig die vergelijkbaar is met de huidige nucleaire capaciteit.

België heeft vandaag een geïnstalleerde productiecapaciteit van ongeveer 20000 MW (**Figuur 1**). Met een piekvrage van ongeveer 13 000 MW wordt een groot deel van deze capaciteit weinig gebruikt. De beschikbare capaciteit lijkt zelfs riant in functie van de te verwachten piekvrage. Er zijn echter altijd centrales niet beschikbaar omwille van onderhoudswerkzaamheden, technische problemen of omwille van economische redenen. Zo werden recent gascentrales stilgelegd omwille van de marktomstandigheden. En er is niet altijd wind, zon of water.

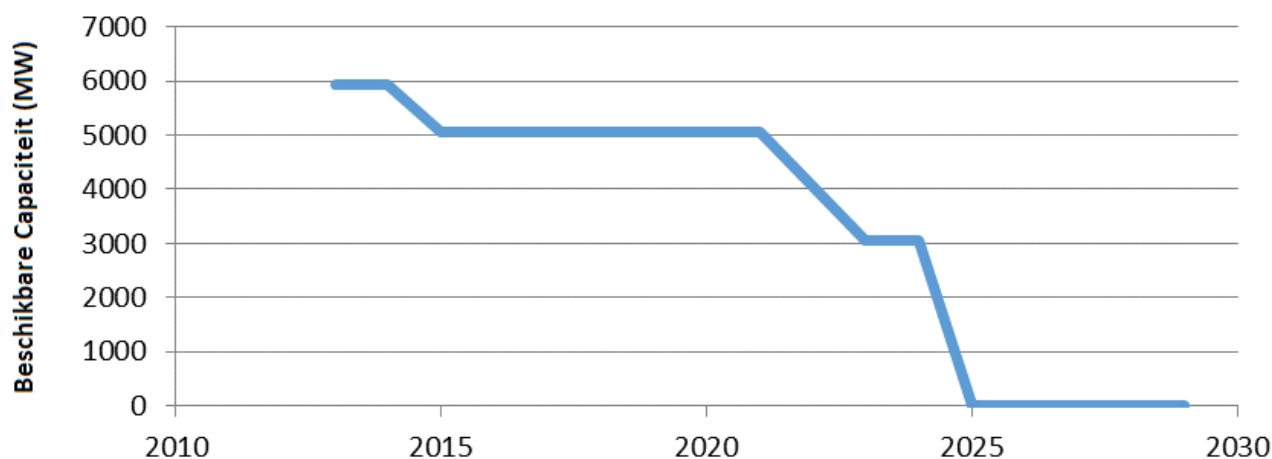
Figuur 1 – beschikbare productiecapaciteit in België (2010-2012)



De nucleaire capaciteit zal gefaseerd verdwijnen tussen 2015 en 2025 (**Figuur 2**). Het uitdoven van ongeveer 6 000 MW nucleaire capaciteit betekent echter niet dat ons land tegen 2025 alleen maar moet zorgen voor een gelijkaardige vervangcapaciteit. Zoals in elk land maken we ook in België nog steeds gebruik van relatief oude elektriciteitscentrales (gas, steenkool, piekcentrales) waarvan de levensduur niet onbeperkt verlengd kan worden. Er worden dus niet alleen oude kerncentrales gesloten.

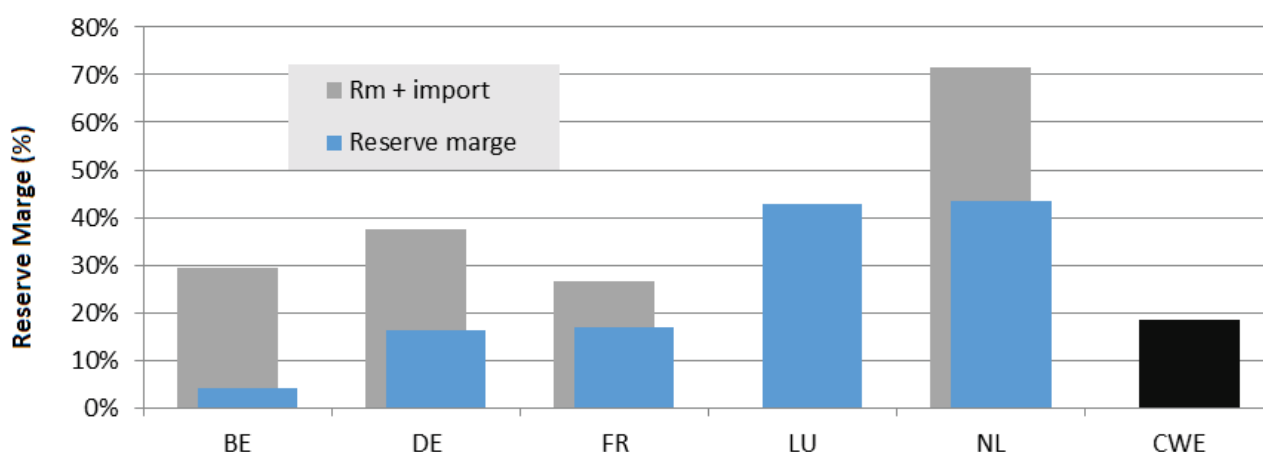
De benodigde capaciteit voor de productie van elektriciteit wordt veelal uitgedrukt in functie van de reservemarge ten opzichte van de piekvraag. Bij een piekvraag van 13 000 MW heeft een land altijd 13 000 MW direct beschikbaar vermogen nodig plus een zekere reserve om te kunnen inspelen op onverwachte factoren zoals centrales die plots wegvallen. De reservemarge is dus de onmiddellijk inzetbare capaciteit op het moment van de piekvraag. Welke reservemarge optimaal is, blijft een voorwerp van discussie. Een eerder minimalistische reservemarge van 5% kan overwogen worden indien de buurlanden beschikken over een relatief hoge reservemarge en wanneer de interconnectie-capaciteit relatief hoog is. Indien een land niet kan rekenen op 'makkelijke' invoer wordt best een reservemarge van 10 tot 15% gehanteerd. De capaciteit die weerhouden wordt voor het volgen van de piekvraag en het voorzien van een bepaalde reservemarge moet per definitie controleerbaar en voorspelbaar zijn. Om deze reden kunnen we weersafhankelijke capaciteit – wind en zon - niet aanzien als een deel van de reservecapaciteit. In principe mogen we alleen dat deel van de weersafhankelijke capaciteit dat altijd beschikbaar of inzetbaar is – het zogenaamde *capacity credit* van de hernieuwbare capaciteiten – opnemen in berekeningen van de reservemarge.

Figuur 2 – Verwachte evolutie van de nucleaire capaciteit in ons land



Figuur 3 toont de reservemarge in België en in de buurlanden in het jaar 2012. We bekijken hierbij de stricte reservemarge (blauw) naast een inschatting van het vermogen tot invoer van elektriciteit (grijs). Het grijze balkje geeft weer wat het belang van invoercapaciteit is ten opzichte van de piekvraag. België kan iets minder dan 30% van de piekvraag importeren. Dit betekent dat een reservemarge lager dan -30% absoluut moet vermeden worden.

Figuur 3 – Reservemarge in België en de buurlanden (2012)

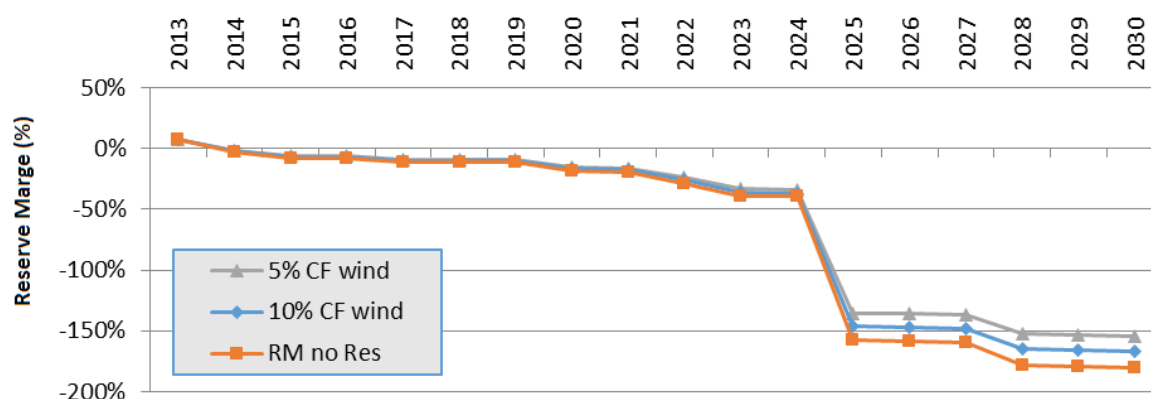


Bron: eigen weergave op basis van ENTSO-E (2012), Europese Commissie (2013) en Dena (2010)

In **Figuur 4** presenteren we de evolutie van de reservemarge in België tussen 2013 en 2030. Hierbij veronderstellen we dat de piekvraag – niet te verwarren met de jaarlijkse vraag - lichtjes toeneemt en dat de oude centrales uit het systeem verdwijnen zoals voorzien. In Figuur 4 tonen we de evolutie van de reservemarge exclusief (RM no RES) en inclusief de mogelijke bijdrage van de weersafhankelijke hernieuwbare technologieën. We presenteren voor deze laatste optie twee alternatieven waarbij we veronderstellen dat 5% of 10% van de windcapaciteit altijd beschikbaar is (5% CF wind en 10% CF wind).

Wanneer in de periode tot 2030 vervanginvesteringen uitblijven², evolueert de reservemarge van licht negatief vanaf dit jaar tot zeer problematisch (ongeveer -40%) tegen 2024. Deze -40% is uitgedrukt ten opzichte van de piekvraag en komt neer op een ontbrekende capaciteit van ongeveer 5 300 MW. Tot 2024 maakt het opnemen van een deel van de windcapaciteit geen groot verschil in termen van reservemarge. Na 2025 is de reservemarge zo problematisch laag dat het kleine aandeel windcapaciteit wel een verschil uitmaakt.

² Dit betekent dat de huidige marktomstandigheden nog zeker 10 jaar amper of niet verbeteren zodat private investeerders zonder ondersteuning geen aantrekkelijk rendement kunnen realiseren.

Figuur 4 – Evolutie van de Belgische reservemarge zonder vervanginvesteringen (2013-2030)


Vanaf 2025 – het finale jaar van de nucleaire phase-out – keldert de reservemarge naar een onrealistisch laag niveau. Een reservemarge lager dan -100% impliceert een noodzakelijke vervanginvestering hoger dan de piekvraag. Om de reservemarge terug positief te krijgen is tegen 2025 een vervanginvestering van meer dan 13 000 MW noodzakelijk. Op middellange termijn betekent de kernuitstap van 6 000 MW dus dat een dubbele vervangcapaciteit moet uitgelokt worden. Nog vooraleer de kernuitstap finaal is – dus voor 2025- is al een vervangcapaciteit nodig die vergelijkbaar is met de huidige nucleaire capaciteit.

De reservemarge wordt negatief in de komende jaren en zal niet spontaan positief worden. We kunnen ook niet veronderstellen dat de marktomstandigheden spoedig radicaal zullen verbeteren zodat onze regering een stappenplan naar 13 000 MW dient uit te werken. Het verminderen en verschuiven van de piekvraag zou een belangrijk deel moeten uitmaken van dit stappenplan.

Het Plan Wathélet van 2013 is een goede basis voor een dergelijk stappenplan. Naar 2025 zou een algemeen strategisch plan wenselijk zijn met een opeenvolging van objectieven inzake capaciteit en beheer van de vraag op korte termijn. Een strategisch plan op lange termijn dient ook aandacht te besteden aan de marktmodellen die het best aansluiten bij de strategische doelstellingen. Het huidige marktmodel lokt de noodzakelijke investeringen niet uit zodat een bijsturing van het marktmodel zeker overwogen kan worden.

3. Voorstel 2: load management als deel van de oplossing

Het verschuiven van de piekvraag is goedkoper dan het bouwen van piekcentrales die weinig gebruikt worden. Mits de juiste incentives – een upfront investeringsvergoeding en een vergoeding per prestaties – kan load shifting een kostenefficiënt deel van de oplossing uitmaken

Wensen we de *security of supply* in de periode tot 2030 te vrijwaren, dan moet op relatief korte termijn een nieuwe productiecapaciteit opgebouwd worden die gelijk is aan de huidige piekvraag. Bij de huidige marktomstandigheden zijn spontane investeringen in de eerstkomende jaren echter niet waarschijnlijk. En zelfs wanneer de elektriciteitsprijzen zouden stijgen vanaf pakweg 2017, dan zal de private investeringsbereidheid vooral afhangen van de prijsverwachtingen voor de periode na 2017.

Vertrekkende van de verwachtingen in Figuur 3 kunnen we vier beleidsopties weerhouden;

1. Incentives om *nieuwe* capaciteit te installeren die altijd beschikbaar is (fossiel, biomassa en waterkracht);
2. Incentives om *oude* capaciteit beschikbaar te houden;
3. Incentives om de piekvraag te *verschuiven* (demand-side management);
4. De uitbouw van een grootschalig opslagsysteem met twee functies, namelijk de opslag van variabele productie op momenten met een lage vraag en het bieden van capaciteit op momenten met een zeer hoge piekvraag (waardoor dure piekcentrales vermeden kunnen worden).

Daarnaast zijn er flankerende maatregelen zoals de expansie van de interconnectiecapaciteit of algemene programma's om de vraag naar energie te verminderen. Een lagere vraag naar energie kan leiden tot een lagere piekvraag – met een positieve impact in termen van *security of supply* - maar dit is niet gegarandeerd.

Het gehanteerde beleidskader moet flexibel zijn omdat nieuwe marktomstandigheden een impact kunnen hebben op de bereidheid tot investeren. Bij fors hogere elektriciteitsprijzen in 2020 zijn andere incentives nodig dan bij de marktprijzen die verder dalen tot bijvoorbeeld € 30 per MWh in de periode 2015-2020. Voorts is het natuurlijk relatief goedkoop om oude, afgeschreven centrales langer open te houden in de hoop dat de markt herstelt zodat terug geïnvesteerd kan worden nieuwe³ centrales. De levensduur van oude en relatief inefficiënte centrales kan niet onbeperkt verlengd worden en wie wil investeren in nieuwe centrales zal wellicht de garantie willen krijgen dat de oude centrales niet nog langer operationeel blijven. Indien de markt echter aarzelend herstelt, dreigt de ondersteuning van oude centrales de *business case* voor nieuwe centrales eerder te

³ En dus duurder in termen van productiekosten per MWh omwille van de kapitaalkosten.

compliceren waardoor de oude centrales net langer dan voorzien ondersteund moeten worden.

De meest goedkope oplossing lijkt in theorie het bespelen van de vraag zodat de piekvraag afgevlakt wordt. Hierdoor kunnen net investeringen in zeer dure piekcentrales met weinig operationele uren vermeden worden. Zeker in regio's met een belangrijke energie-intensieve industrie is er een interessante capaciteit om de vraag naar energie te verplaatsen. Hoe meer gelijkaardige industriële processen gebruikt worden, hoe groter dit potentieel. Uit een studie van Agora Energiewende⁴ voor Zuid-Duitsland blijkt dat de industriële vraag naar elektriciteit met ongeveer 1 200 MW zou kunnen verschoven worden gedurende 30 minuten en met ongeveer 850 MW gedurende één tot twee uur. Deze analyse is uitgevoerd voor Bayern en Baden-Württemberg met samen een piekvraag van ongeveer 14 000 MW. In deze twee industriële regio's vertegenwoordigt de industriële vraag naar elektriciteit ongeveer 60% van de totale vraag. Uit deze Duitse studie blijkt ook dat warmtepompen en opslagsysteem voor warmte tijdens de nacht op zich ook over een aantrekkelijk potentieel tot het verschuiven van de vraag beschikken – tot 3 000 MW op bepaalde momenten tijdens een referentiedag met een gemiddelde buitentemperatuur van 0°C – maar dat deze capaciteit niet altijd beschikbaar is. Op bepaalde momenten is er helemaal geen capaciteit beschikbaar om de vraag naar elektriciteit te verschuiven.

Enkele grote Duitse industriebedrijven hebben al eigen load management programma's om hun piekvraag – tegen hoge prijzen – te kunnen beheersen. Een klein aantal industriebedrijven participeert vandaag al actief in balanceer- en reservemarkten. Uit de studie van Agora Energiewende blijkt dat dit aanzienlijke upfront investeringskosten met zich meebrengt en alleen interessant wordt wanneer de participerende bedrijven hun elektriciteitskosten kunnen verminderen met minimaal 5%. De Duitse regering ondersteunt deze en potentieel geïnteresseerde bedrijven al financieel maar de huidige steunmechanismen worden aanzien als ontoereikend. Er is dus zeker een potentieel om de vraag naar elektriciteit te verschuiven maar het benutten van dit potentieel is andermaal afhankelijk van het juiste beleidskader. Door de unbundling⁵ is de rol van elke economische agent bovendien beperkt waardoor de systeembaten van load shifting niet verzilverd kunnen worden door de grote bedrijven. De door

⁴ Agora Energiewende (2013). *Load Management as a Way of Covering Peak Demand in Southern Germany. Summary of intermediate findings from a study conducted by Fraunhofer ISI and Forschungsgesellschaft für Energiewirtschaft*

⁵ Het vervangen van de geïntegreerde bedrijven met gecoördineerde activiteiten inzake productie, transmissie en distributie door een marktsituatie met aparte bedrijven met slechts activiteit.

de overheid geboden incentives zouden deze systeembaten wel in rekening moeten brengen. Vertrekkende van de analyse van Agora Energiewende kunnen we veronderstellen dat ook in België een aanzienlijk theoretisch potentieel inzake *load management* bestaat. Het benutten van dit potentieel zal een prijs hebben maar deze factuur dient vergeleken te worden met duurdere alternatieven zoals het bouwen van piekcentrales die zeer weinig gebruikt worden. Het beschikbare potentieel is wellicht niet zo groot dat het de marktkansen van nieuwe capaciteit ingrijpend zal beïnvloeden. Zelfs bij een zeer succesvolle *load shifting* blijft de reservemarge voor ons land zo problematisch dat investeringen in nieuwe capaciteit noodzakelijk blijven. Load shifting is een belangrijk, wellicht kostenefficiënt maar beperkt deel van de oplossing. Zonder de juiste *incentives* wachten de bedrijven echter vooral af. Een combinatie van een upfront subsidie en een vergoeding voor geleverde diensten is wellicht het meest effectief.

4. Voorstel 3: hernieuwbare energie niet als niche maar als volwaardige marktpartij ondersteunen

Hernieuwbare energie dient op een marktconforme manier ondersteund te worden en niet als een nichesector zonder enige koppeling met het energiesysteem dat we globaal en niet gedeeltelijk wensen te vergroenen. Het risico op overproductie van elektriciteit wordt beperkt eens we opteren voor een flexibele ondersteuning.

Hernieuwbare energie dient op een marktconforme manier ondersteund te worden en niet als een nichesector zonder enige koppeling met het energiesysteem dat we globaal en niet gedeeltelijk wensen te vergroenen. Het risico op overproductie van elektriciteit wordt beperkt eens we opteren voor een flexibele ondersteuning.

Hernieuwbare energie is belangrijk en beleidsmakers werken graag met jaarlijkse productiedoelstellingen. Naast de productie van hernieuwbare energie als percentage van de totale productie of consumptie van energie, kan ook de vraag gesteld worden naar de bijdrage van hernieuwbare energie tot het volgen van de piekvraag. Want eens de piekvraag niet meer gevolgd kan worden, valt het systeem uit ongeacht de jaarlijkse gemiddelde productie per energietechnologie. Het permanente evenwicht van seconde tot seconde is zeker even belangrijk als productiedoelstellingen op jaarbasis.

Zonder een opslagsysteem leveren weersafhankelijke technologieën (zon en wind) een zeer beperkte bijdrage tot het volgen van de piekvraag. Op termijn komen er wellicht diverse opslagsystemen voor elektriciteit maar deze zullen niet operationeel zijn in de eerstkomende jaren. Daarnaast is er ook hernieuwbare elektriciteitsproductie op basis van biomassa. De verbranding van biomassa kan in principe flexibel gebeuren in functie van de marktomstandigheden. Biomassacentrales werken vandaag vooral als *baseload* centrales maar de allernieuwste biomassacentrales kunnen ingezet worden als piek- of medium-load centrales. Dit is een logische evolutie als we willen dat hernieuwbare energie geen afgeschermd niche in het energiesysteem blijft maar alle diensten dient te leveren die de markt vraagt. En de vraag moet nu eenmaal gevolgd worden.

Zelfs met een ambitieus pakket maatregelen inzake *load shifting* moet tegen 2025 een omvangrijke nieuwe capaciteit opgebouwd worden om de piekvraag te kunnen volgen. Dus naast de te verwachten verdere expansie van wind en PV – die amper of niet bijdraagt tot het volgen van de piekvraag – zijn investeringen nodig in gascentrales en biomassacentrales. De biomassacentrales kunnen ingezet worden als medium-load of piekcentrales. CCGT (*combined cycle gas turbine*) gascentrales renderen best als base of medium-load centrales terwijl daarnaast ook nog OCGT (*open cyclus gas turbines*) nodig zijn als piekcentrales.

Biomassacentrales hebben een hogere investeringskost dan gascentrales en daarnaast ook nog hogere brandstofkosten; € 50/MWh voor een gascentrale tegenover € 75/MWh voor

biomassacentrales. Hierdoor wordt het duur om biomassacentrales als baseload centrales te ondersteunen via de huidige systemen van productiesubsidies zoals GSC. Een ondersteuningsbeleid in functie van de marktdynamiek dient het huidige ondersteuningsbeleid op termijn te vervangen. Wanneer de hernieuwbare energie geproduceerd wordt – bij een zeer lage of hoge vraag naar elektriciteit –, wordt steeds belangrijker in de context van een problematische reservemarge.

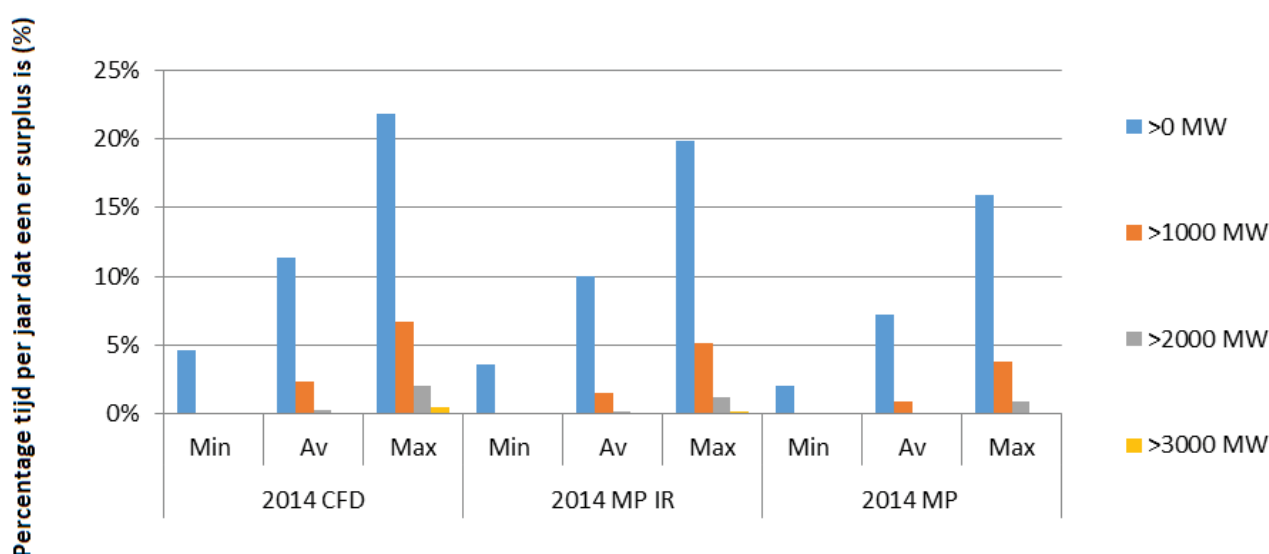
Het ondersteunen van hernieuwbare energie per geproduceerde MWh leidt vandaag al af en toe tot suboptimale marktresultaten, zoals overproductie op momenten met een zeer lage vraag naar elektriciteit. Dit leidt periodiek tot negatieve prijzen als illustratie van de niet-flexibiliteit langs de aanbodzijde. Deze niet-flexibiliteit is de optelsom van niet-flexibele nucleaire capaciteit en de vaste productiesubsidies voor hernieuwbare energie ongeachte de marktwaarde van deze productie. De verdere expansie van hernieuwbare productie kan de frequentie en intensiteit van mogelijke overproductie verhogen. Vertekkende van de huidige capaciteit en bijkomende investeringen in wind en PV in de loop van 2014, simuleren we in **Figuur 5** het risico en omvang van de overproductie van elektriciteit voor 2014. De simulatie is gebeurd voor drie types van correlaties tussen productie en vraag – Av staat voor de meest waarschijnlijke correlatie tussen productie en vraag – en voor drie types van ondersteuning van hernieuwbare productie. CFD staat voor Contract for Differences of een vergoeding per MWh die afhangt van de marktprijs waaraan de elektriciteit verkocht wordt. Hoe hoger de marktprijs, hoe lager deze vergoeding. De eigenaar van de windturbine, biomassacentrale of zonnepark ontvangt steeds een totale compensatie van zijn totale kosten. Op zich zal dit mechanisme – momenteel in opmars in o.a. Duitsland – geen rem zijn op productie bij zeer lage prijzen omdat dan het verschil tussen het noodzakelijke rendement en de marktprijs groter en dus ook vergoed wordt. De twee andere mechanismes veronderstellen een relatief efficiënte marktparticipatie (MP) van de hernieuwbare technologieën. Bij MP IR worden de intermitterende technologieën (wind en PV) in functie van de marktvrage ondersteund wat neerkomt op *curtailment* of geen productie bij zeer lage vraag om overproductie te vermijden. Het beperken van de productie in geval van lage marktvrage is onvermijdelijk indien de intermitterende capaciteit toeneemt. Hierdoor wordt de maximale theoretische productie niet gehaald wat op een of andere manier financieel gecompenseerd zal moeten worden. Tegelijkertijd worden systeemkosten vermeden zoals negatieve prijzen. Een model van MP kan bestaan uit een combinatie van een investeringssubsidie – te vergelijken met een capaciteitsvergoeding – aangevuld met een conditionele vergoeding per MWh. Niet alle geproduceerde MWh moet vergoed worden aangezien overproductie vermeden moet worden. In de praktijk kan dit georganiseerd worden door een productievolume van bijvoorbeeld 90% van de theoretische jaarlijkse productie te ondersteunen. Voor de exploitant van een windpark maakt het niet uit om bijvoorbeeld 6% van de tijd *gecurtailed* of stilgelegd te worden als het totaalpakket van ondersteuning op zich attractief genoeg is.

In geval van MP worden ook de biomassacentrales in functie van de markt benut, dus niet als baseload centrales maar flexibel in functie van de marktomstandigheden en met een veel lagere load factor ⁶ op jaarbasis. Figuur 5 toont dat de overproductie van elektriciteit in 2014 bijna altijd lager is dan 3 000 MW (0,5% van de tijd bij het CFD scenario) en dat de overproductie beperkt blijft

⁶ De load factor meet de benutting van de capaciteit door de gerealiseerde productie uit te drukken als percentage van de theoretisch te realiseren productie (bij 24u/24u productie aan maximaal vermogen).

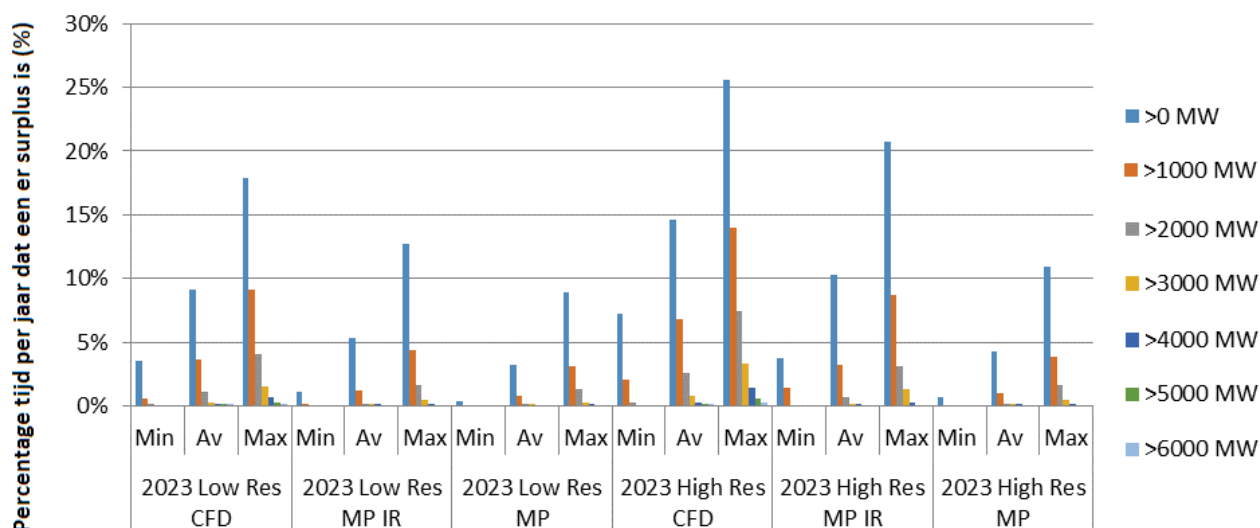
tot 2 000 MW indien gekozen wordt voor een marktgestuurde ondersteuning. Gegeven de huidige capaciteit om elektriciteit te exporteren naar de buurlanden in een overproductie tot 3 000 MW in principe beheersbaar. Pas bij een aanzienlijk hogere overproductie dreigen grote problemen.

Figuur 5 – Omvang en frequentie van overproductie (elektriciteit) in 2014



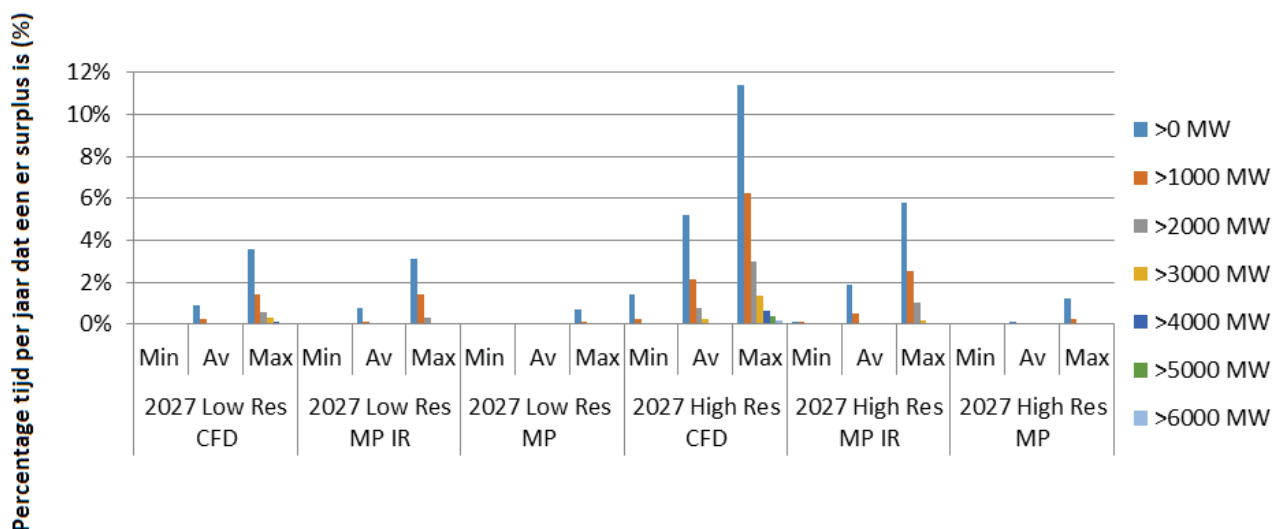
In Figuur 6 herhalen we dezelfde analyse voor het jaar 2023. Dit is een bijzonder jaar omdat er dan nog steeds heel wat nucleaire capaciteit in ons land gebruikt wordt. Bovendien kunnen we veronderstellen dat tegen dan bijkomend geïnvesteerd wordt in intermitterende capaciteit. Zoniet halen we nooit de ambitieuze productiedoelstellingen inzake hernieuwbare energie. Een sterke expansie wordt weergegeven in de High Res scenario's in Figuur 6 terwijl een eerder beperkte expansie geïllustreerd wordt in de Low Res scenario's. Uit Figuur 6 blijkt dat het niet-marktconform ondersteunen van hernieuwbare energie in een High Res scenario (High Res CFD) leidt tot frequente overproductie en af en toe een extreme overproductie van meer dan 6 000 MW. Dit moet echter absoluut vermeden worden zodat het bijsturen van rigide ondersteuningsmechanismen geen optie maar een noodzaak is. Een meer marktconforme ondersteuning van alle hernieuwbare technologieën – inclusief biomassa – leidt tot minder frequente overproductie met minder extreme waarden (tot 3 000 MW).

Figuur 6 -- Omvang en frequentie van overproductie (elektriciteit) in 2023



Vanaf 2025 verdwijnt de resterende niet-flexibele nucleaire capaciteit waardoor het risico op overproductie sterk afneemt. Figuur 6 toont dat er geen problematische overproductie te vrezen valt in de Low Res scenarios, ook niet bij rigide ondersteuning (Low Res CFD). In het geval van High Res blijft de overproductie problematisch bij CFD (High Res CFD). Indien geopteerd wordt voor een ondersteuning in functie van de marktcontext is er helemaal geen probleem in de High Res scenarios. Het sluiten van de nucleaire capaciteit zal dus niet volstaan om een problematische overproductie te voorkomen bij een rigide ondersteuning zonder oog voor de marktrealiteit.

Figuur 7 -Omvang en frequentie van overproductie (elektriciteit) in 2027



Deze analyse toont aan dat hoe verschillende beleidsdoelstellingen kunnen leiden tot de paradoxale situatie van problematische overproductie in een context met een negatieve reservemarge en aanzienlijke security risico's. Zowel overproductie als een ontoereikende productie hebben een grote kost. Een bijsturing van het beleid is dan ook noodzakelijk. Hernieuwbare energie dient op een marktconforme manier ondersteund te worden en niet als een nichesector zonder enige koppeling met het energiesysteem dat we finaal wensen te vergroenen. Een groot risico op overproductie van elektriciteit verdwijnt eens we opteren voor een flexibele ondersteuning. Dit betekent echter niet dat de ondersteuning van hernieuwbare technologieën goedkoper gaat worden. In de huidige context met vrij lage prijzen stijgt de kostenkloof tussen marktprijs – marginale kosten op wholesale niveau – en de totale kost van elektriciteitsproductie op basis van hernieuwbare technologieën. Dit verschil moet op een of andere manier vergoed worden via een ondersteuningsbeleid. Lagere marktprijzen maken het ondersteuningsbeleid relatief duur (in vergelijking tot een context met hogere marktprijzen). Indien de kost hiervan integraal afgewenteld wordt op de finale consument, zal de elektriciteitsfactuur verder blijven toenemen.

5. Voorstel 4: maak werk van een transparante en eenvoudige elektriciteitsfactuur

De elektriciteitsfactuur stijgt door factoren die op zich weinig met de private consumptie van elektriciteit te maken hebben. Dit is problematisch voor de consumenten met betalingsproblemen. We pleiten er dan ook voor om de kost van sociale maatregelen en de kosten van hernieuwbare energie of van capaciteitsmaatregelen gradueel over te hevelen naar de algemene overheidsbudgetten

De elektriciteitsfactuur stijgt door factoren die op zich weinig met de private consumptie van elektriciteit te maken hebben. Dit is problematisch voor de consumenten met betalingsproblemen. We pleiten er dan ook voor om de kost van sociale maatregelen en de kosten van hernieuwbare energie of van capaciteitsmaatregelen gradueel over te hevelen naar de algemene overheidsbudgetten

De factuur van elektriciteit wordt steeds complexer. Het relatieve aandeel van de vergoeding voor geconsumeerde elektriciteit in de totale factuur daalt systematisch. Dit is het geval in België maar ook in de andere EU-lidstaten. Wanneer de factuur van de finale consument voor slechts 30% bestaat uit een vergoeding voor elektriciteit als product en voor 70% uit netwerkkosten en allerlei belastingen, kunnen we dan nog spreken van een elektriciteitsrekening? Bovendien stijgt de elektriciteitsfactuur vooral door factoren die op zich weinig met de private consumptie van elektriciteit te maken hebben. Zo kan je minder elektriciteit consumeren dankzij allerlei investeringen maar achteraf toch meer betalen voor elektriciteit omdat de netwerkkosten en belastingen op je dalende consumptie gestegen zijn...

Wanneer energiearmoede een belangrijk aspect in alle energiediscussies wordt, is het aangewezen om de samenstelling van de factuur nauwgezet op te volgen. Zo weten we dat de huidige subsidiesystemen voor hernieuwbare energie ook in de komende jaren tot een aanzienlijke stijging van de distributiekosten zullen leiden. Dit kan in principe vermeden worden door deze subsidies door te schuiven naar de algemene budgetten van de overheden die de dure maatregelen opgelegd hebben. Er is geen enkele reden om de consument alle kosten van alle beleidsopties te laten dragen. Ook de sociale maatregelen zoals de gratis kWh per gezin en het mechanisme van budgetmeters voor gezinnen met betalingsproblemen worden betaald door de finale consument. Een deel van deze consumenten heeft het al financieel moeilijk en betaalt toch mee voor gratis kWh voor rijke gezinnen of voor dure beleidskeuzes zoals de expansie van off-shore windcapaciteit.

Wanneer in de nabije toekomst maatregelen genomen worden om onze reservemarge te bewaken – steun voor nieuwe en oude centrales naast maatregelen voor load shifting – en de kost hiervan wordt integraal doorgerekend aan de finale consument, dan stijgen de elektriciteitsprijzen andermaal. Hierdoor versterken we de problematiek van de energiearmoede.

We pleiten er dan ook voor om de elektriciteitsfactuur te zuiveren van componenten die weinig te maken hebben met de private consumptie van elektriciteit en de hieraan gekoppelde netwerkdiensten. De sociale maatregelen en de kosten van hernieuwbare energie of van capaciteitsmaatregelen kunnen gradueel overgeheveld worden naar overheidsbudgetten. Dan betaalt de belastingbetaler en dit is minder regressief dan het doorschuiven van de factuur naar de consument ongeacht zijn/haar koopkracht.