

Impact van het Pact

Bijkomende cijfers ter staving van een
Energiepact

Februari 2018

Danielle Devogelaer, dd@plan.be

Dominique Gusbin, dg@plan.be

Federaal Planbureau

Het Federaal Planbureau (FPB) is een instelling van openbaar nut die beleidsrelevante studies en vooruitzichten maakt over economische, socio-economische en milieuvraagstukken. Daarnaast bestudeert het de integratie van die vraagstukken in een context van duurzame ontwikkeling. Het stelt zijn wetenschappelijke expertise onder meer ter beschikking van de regering, het Parlement, de sociale gesprekspartners, nationale en internationale instellingen.

De werkzaamheden van het FPB worden steeds gekenmerkt door een onafhankelijke benadering, transparantie en aandacht voor het algemeen welzijn. De kwaliteit van de gegevens, een wetenschappelijke methodologie en de empirische geldigheid van de analyses staan daarbij centraal. Tot slot zorgt het FPB voor een ruime verspreiding van de resultaten van zijn werkzaamheden en draagt zo bij tot het democratisch debat.

Het Federaal Planbureau is EMAS en Ecodynamische Onderneming (drie sterren) gecertificeerd voor zijn milieubeheer.

url: <http://www.plan.be>

e-mail: contact@plan.be

Overname wordt toegestaan, behalve voor handelsdoeleinden, mits bronvermelding.

Verantwoordelijke uitgever: Philippe Donnay

Federaal Planbureau

Kunstlaan 47-49, 1000 Brussel

tel.: +32-2-5077311

fax: +32-2-5077373

e-mail: contact@plan.be

<http://www.plan.be>

Impact van het Pact

Bijkomende cijfers ter staving van een Energiepact

Februari 2018

Danielle Devogelaer, dd@plan.be

Dominique Gusbin, dg@plan.be

Abstract - Op 22 december 2017 werd het Federaal Planbureau aangezocht door het Kabinet van federaal Minister van Energie Mevr. Marghem om een nieuwe studie uit te voeren. De aanleiding van deze opdracht was de vraag naar bijkomende cijfers na het verschijnen van de gemeenschappelijke Visienota opgesteld door de vier Ministers van Energie. De opdracht van deze extra studie bestaat erin de impact van bepaalde socio-economische indicatoren te analyseren voor vier elektriciteitsscenario's met als tijdshorizon het jaar 2030.

Inhoudstafel

1. Inleiding.....	4
2. Bijkomende scenario's.....	5
2.1. Methodologie	5
2.2. Scenario's	5
2.2.1. Referentiescenario's	6
2.2.2. Pact-scenario's	7
2.2.3. CO ₂ -prijs	8
2.2.4. Importcapaciteit	9
2.2.5. Aardgas in België in 2030	9
2.3. Sensitiviteitsanalyses	10
2.3.1. Referentiescenario's	10
2.3.2. Pact-scenario's	12
2.3.3. Enkele conclusies	13
2.4. Bijkomende resultaten	13
2.4.1. Marginale systeemkost	14
2.4.2. Netto-invoer	23
2.4.3. Energiehandelsbalans	24
3. Werkgelegenheid	29
3.1. Inleiding	29
3.2. Definitie	29
3.3. Per technologie	29
3.3.1. PWC	30
3.3.2. FPB	30
3.4. Enkele bedenkingen	31

Lijst van Tabellen

Tabel 1	Beschrijving van de vier bestudeerde scenario's, jaar 2030.....	6
Tabel 2	Hypothèses relatives aux SER dans le scénario de référence (REF) et comparaison avec des scénarios provenant d'études récentes, année 2030	7
Tabel 3	Parc de production dans les pays voisins selon le scénario EUCO30, année 2030.....	7
Tabel 4	Hypothèses relatives aux SER dans le scénario Pacte et comparaison avec des scénarios provenant d'études récentes, année 2030	8
Tabel 5	Parc de production nucléaire et charbon dans les pays voisins selon le scénario Large Scale RES de l'étude Elia, année 2030	8
Tabel 6	Inschatting van gasgestookte capaciteit in België in de verschillende scenario's, 100% CCGT, jaar 2030.....	9
Tabel 7	Inschatting van gasgestookte capaciteit in België in de verschillende scenario's, OCGT allowed, jaar 2030.....	10
Tableau 8	Impact de la prolongation de 10 ans de 2 GW nucléaire sur le SMC, 2030.....	20
Tableau 9	Comparaison des prix de l'électricité payés par les industriels pour un profil baseload de 100 GWh par an, année 2017.....	21
Tabel 10	(Netto-)in- en uitvoer in België, 100% CCGT, jaar 2030	23
Tabel 11	(Netto-)in- en uitvoer in België, OCGT allowed, jaar 2030	23
Tabel 12	Balance commerciale nette, 2011-2015	24
Tabel 13	Consommation de gaz naturel par le secteur électrique selon le scénario, 100% CCGT, 2015 et 2030.....	26
Tabel 14	Consommation de gaz naturel par le secteur électrique selon le scénario, OCGT allowed, 2015 et 2030	27

Lijst van figuren

Figuur 1	Geordend verschil in marginale systeemkosten tussen scenario met en zonder 2 GW nucleaire werkingsduurverlenging, Referentie, jaar 2030	15
Figuur 2	Geordend verschil in marginale systeemkosten tussen scenario met en zonder 2 GW nucleaire werkingsduurverlenging, Pact, jaar 2030.....	18
Graphique 3	Evolution de la balance commerciale nette selon le scénario, 100% CCGT, 2011-2015 et 2030 25	
Graphique 4	Evolution de la balance commerciale nette selon le scénario, OCGT allowed, 2011-2015 et 2030.....	26

1. Inleiding

Op 22 december 2017 werd het Federaal Planbureau aangezocht door het Kabinet van federaal Minister van Energie Mevr. Marghem om een nieuwe studie uit te voeren. De aanleiding van deze opdracht was de vraag naar bijkomende cijfers na het verschijnen van de gemeenschappelijke Visienota opgesteld door de vier Ministers van Energie. De opdracht van deze extra studie bestaat erin de impact van bepaalde socio-economische indicatoren te analyseren voor vier elektriciteitsscenario's met als tijdshorizon het jaar 2030. De scenario's en de te berekenen indicatoren werden door het Kabinet gedefinieerd.

Meer specifiek werd aan het Federaal Planbureau gevraagd om de impact van vier vooraf gedefinieerde scenario's te bestuderen

- op de systeem marginale kosten
- op de in- en uitvoer van elektriciteit
- op de energiehandelsbalans, meer specifiek op de handelsstromen die resulteren uit de aankoop van aardgas voor de productie van elektriciteit enerzijds en de netto-invoer van elektriciteit om het binnenlands verbruik te dekken anderzijds
- op de werkgelegenheid in de elektriciteitssector.

Uiteraard zijn er andere technische parameters denkbaar die essentieel zijn wanneer energieknopen ontrafeld moeten worden in een gemeenschappelijk gedragen Pact. Ze zouden deze analyse dan ook moeten aanvullen en ondersteunen wanneer beleidsbeslissingen genomen worden op het energieveld. Te denken valt aan de impact op broeikasgasemissies, de problematiek van het betalen van de transitie (wanneer en aan wie wordt de rekening gepresenteerd?), maar ook mobiliteit, verwarming, koeling mogen niet op het appel ontbreken.

Het voorliggend rapport bevat de resultaten van bovenstaande analyses en beschrijft ze in twee afzonderlijke delen. Een eerste deel kadert de scenario's die door het Kabinet werden gevraagd en documenteert de resultaten van de impactanalyses samen met de belangrijkste bevindingen. Het tweede deel geeft enkele inzichten in de werkgelegenheid(screatie) van het toekomstig elektriciteitssysteem.

2. Bijkomende scenario's

2.1. Methodologie

Om de verschillende vragen te beantwoorden, worden twee aparte werkwijzen gevolgd. De drie eerste gedachtestreepjes in deel 1 worden becijferd aan de hand van het dispatchmodel *Crystal Super Grid* dat binnen het Federaal Planbureau wordt gebruikt voor elektriciteitsstudies. Dit model werd reeds uitvoerig beschreven en toegepast in vorige publicaties.

Het laatste gedachtestreepje behandelt de werkgelegenheid. In samenspraak met het Kabinet werd beslist om dit te belichten onder de vorm van een aantal kwalitatieve aandachtspunten. In de mate van het mogelijke wordt een kwantitatieve aanvulling voorzien op basis van beschikbare cijfers en bestaande studies.

2.2. Scenario's

De scenario's die worden bestudeerd, werden door het Kabinet van de federale Minister van Energie bepaald. Het betreffen vier scenario's met als horizon het jaar 2030. Twee scenario's worden als '*Referentie*' omschreven. Het valt daarbij op dat wat door de opdrachtgever aangeduid wordt als *Referentie* relatief sterk afwijkt van wat het Federaal Planbureau in haar scenario *bij ongewijzigd beleid* (Devogelaer en Gusbin, 2017b) en Elia in haar *Base Case* (Elia, 2017) berekenen: de *Referentie*-scenario's zoals door de opdrachtgever bepaald lijken meer voluntaristisch te zijn in termen van hernieuwbare energie en pompcentrales in België. De twee andere scenario's krijgen de naam '*Pact*' mee waarbij het verschil met de *Referentie* te vinden is in een iets lagere piekvraag, een meer doorgedreven ontwikkeling van zon, onshore wind, batterijen en vraagsturing.

De *Referentie* en het *Pact* bevatten elk twee scenario's: eentje waarbij de nucleaire phase-out uitgevoerd wordt volgens de wettelijk bepaalde uitfaseringskalender zoals beschreven in de wet van 2015, een tweede waarbij rekening wordt gehouden met een operationele werkingsduurverlenging van 2085 MW aan nucleaire capaciteit. Dat komt overeen met de verlenging van twee nucleaire reactoren, m.n. Doel 4 en Tihange 3. Het eerste scenario krijgt suffix *_NoNuke* mee, het tweede *_2G*.

Samengevat worden de vier scenario's afgekort als *REF_NoNuke*, *REF_2G*, *Pact_NoNuke*, *Pact_2G*. Per scenario worden drie test cases doorgerekend. Deze test cases hebben als doel om de verschillende klimatologische omstandigheden in rekening te brengen. De invloed van het weer gedurende een specifiek jaar op zowel de vraag naar elektriciteit als op de productieprofielen van zon en wind kan zo gesimuleerd worden. Dat laat toe extreme(re) weersomstandigheden op te nemen in de systeemdimensionering. Bij de voorstelling van de resultaten werd ervoor gekozen om, omwille van leesbaarheidsredenen, te werken met gemiddelden (uitgemiddeld over de drie test cases), tenzij anders aangegeven.

De vier scenario's worden schematisch weergegeven in Tabel 1.

RAPPORT

Tabel 1 Beschrijving van de vier bestudeerde scenario's, jaar 2030
MW

	REF_NoNuke	REF_2G	Pact_NoNuke	Pact_2G
Piekvraag	14750	14750	14100	14100
Nucleair	0	2085	0	2085
Biomassa	900	900	900	900
WKK+afval	2100	2100	2100	2100
Offshore wind	4000	4000	4000	4000
Onshore wind	3500	3500	4200	4200
Zon PV	6500	6500	8000	8000
Pompcentrales	1900	1900	1900	1900
DSM	1500	1500	1800	1800
Batterijen (incl EV's)	500	500	700	700

Noot: WKK staat voor warmtekrachtkoppeling; DSM staat voor *Demand Side Management* of vraagsturing; EV's staat voor (volledig) elektrische voertuigen.

Wat opvalt, is dat in deze scenario's de pompcentrales van Coö 1 & 2 en Plate Taille worden aangevuld met 600 MW. Dat betekent dat er in alle scenario's rekening wordt gehouden met een uitbreiding van de site van Coö¹ met een derde bassin (Coö 3).

Wat uiteraard nog meer opvalt, is het ontbreken in bovenstaande tabel van de gasgestookte capaciteit². Deze werd niet ingevuld door het Kabinet en betreft dus een eerste opdracht voor het Federaal Planbureau. Cruciaal bij de invulling van deze capaciteit is erover te waken dat het wettelijk geldend dubbel LOLE-criterium voor bevoorradingszekerheid³ ten allen tijde wordt gerespecteerd.

Om de benodigde gascapaciteit voor België te berekenen, is het cruciaal te weten in welke internationale context we ons situeren. Net deze beslissing heeft een erg grote invloed op de trade-off tussen binnenlandse productie (in België) en netto-invoer (uit het buitenland). Deze internationale context werd nochtans nergens door de opdrachtgever vermeld. Gegeven het kapitale belang van wat er rondom België gebeurt in elektriciteitstermen, werd dit in rekening gebracht door zelf de internationale context te specificeren. Daarbij werd een onderscheid gemaakt naargelang het type scenario (*Referentie* of *Pact*). Daarnaast werden een aantal sensitiviteiten doorgerekend om de gevoeligheid van deze parameter duidelijk in kaart te brengen.

Hierin ligt dan ook een belangrijk verschil met de studie van Prof. Albrecht: in het dispatchmodel dat de Universiteit Gent gebruikt, is de netto-invoer exogeen. De invoerprofielen worden met andere woorden aan het model opgelegd en niet berekend zoals in het model van het Federaal Planbureau.

2.2.1. Referentiescenario's

Voor de bepaling van de internationale context in de *Referentie*-scenario's werd besloten te werken met het *EUCO30*-scenario zoals door de Europese Commissie gedefinieerd in haar Impact Assessment (Europese Commissie, 2016). Dat betekent dat we ervan uitgaan dat in het jaar 2030 de doelstellingen op Europees niveau inzake klimaat- en energiebeleid worden gehonoreerd. In een systeem waarin een pact wordt gesloten met als doelstelling een visie te definiëren voor de energietransitie en dat zich expliciet inschrijft in een Europees kader dat de ambitie heeft om te gaan naar een koolstofarme

¹ Ook andere grootschalige opslagopties zijn mogelijk zoals de constructie van een energie-atol in de Belgische Noordzee.

² Met uitzondering van WKK's.

³ LOLE staat voor *Loss of Load Expectation* of het aantal uren per jaar (op langere termijn) waarin statistisch verwacht kan worden dat het aanbod niet toereikend is om de vraag te dekken. Voor meer informatie, zie o.a. Devogelaer (2017), box 1, p.25.

economie tegen 2050 heeft het weinig zin te veronderstellen dat het 2030 Kader niet gerespecteerd zou worden. Bovendien leunen de *Referentie*-scenario's zoals door het Kabinet opgelegd relatief dicht aan bij de geïnstalleerde hernieuwbare capaciteiten die we in het *EUCO30*-scenario terugvinden voor België.

Tabel 2 Hypothèses relatives aux SER dans le scénario de référence (REF) et comparaison avec des scénarios provenant d'études récentes, année 2030
MW

	REF	BC-Elia	REF-BFP	EUCO30-BFP
PV	6500	5000	4000	8900
Wind	7500	5600	5700	7050
Biomasse	900	900	1250	1250
Hydro pompage/turbinage	1900	1300	1300	1300

Note : BC-Elia : scénario Base Case de l'étude Elia (2017) ; REF-BFP : scénario de référence de l'étude BFP (2017b) ; EUCO30-BFP : scénario alternatif cohérent avec le cadre Climat-Energie 2030 de l'étude à paraître du BFP (2018).

Gezien het Federaal Planbureau beschikt over het *EUCO30*-scenario voor de EU28 in het kader van een te verschijnen publicatie (FPB, 2018), werd dit gebruikt om de *Referentie*-scenario's door te rekenen. Hiervoor werd het dispatchmodel *Crystal Super Grid* gesoftlinkt aan het partieel evenwichtsmodel PRIMES dat door de Europese Commissie wordt ingezet om o.a. haar effectbeoordelingen op te stellen en dat het volledige energiesysteem bestudeert. Meer specifiek werden de geïnstalleerde productiecapaciteiten berekend door de capaciteitsexpansiemodule van het PRIMES-model voor de EU28 in *Crystal Super Grid* geïntegreerd⁴ met één uitzondering: België. Voor België werden de productiecapaciteiten hernomen die in Tabel 1 geafficheerd worden.

Ter informatie worden in Tabel 3 de geïnstalleerde capaciteiten opgelijst van de vier landen waarmee België verbonden zal zijn in 2030⁵ (Duitsland, Frankrijk, Nederland en het Verenigd Koninkrijk).

Tabel 3 Parc de production dans les pays voisins selon le scénario EUCO30, année 2030
GW

	Allemagne	France	Pays-Bas	Royaume-Uni
Nucléaire	0	59	0.5	13
Hydro (hors PT)	6	24	0	2
Wind	69	25	10	40
PV	82	28	6	11
Autres SER (biomasse, etc.)	7	3	2	17
Charbon/lignite	37	4	4	1
Pétrole	1	2	0	1
Gaz	19	8	11	31

Note : PT = pompage-turbinage ; SER = sources d'énergie renouvelables.

2.2.2. Pact-scenario's

Wanneer we evenwel de geïnstalleerde capaciteit van de *Pact*-scenario's vergelijken met het *EUCO30*-scenario, valt op dat deze nogal sterk afwijkt van de door PRIMES berekende capaciteiten voor België. Bij nader inzicht lijkt het *Pact*-scenario dichter aan te leunen bij het *Large Scale RES*-scenario van Elia (2017, p.28).

⁴ Voor meer informatie wordt de lezer doorverwezen naar Artelys (2016).

⁵ Met uitzondering van Luxemburg.

RAPPORT

Tabel 4 Hypothèses relatives aux SER dans le scénario Pacte et comparaison avec des scénarios provenant d'études récentes, année 2030
MW

	Pacte	RES-Elia	EUCO30-BFP
Wind offshore	4000	4000	2250
Wind onshore	4200	5400	4800
PV	8000	7000	8900
Biomasse	900	900	1250
Hydro pompage/turbinage	1900	1900	1300

Note : RES-Elia : scénario Large Scale RES de l'étude Elia (2017) ; EUCO30-BFP : scénario alternatif cohérent avec le cadre Climat-Energie 2030 de l'étude à paraître du BFP (2018).

Gegeven dat de internationale context die de Commissie voorstelt in het *EUCO30*-scenario (significant) afwijkt van de assumpties die Elia gehanteerd heeft in haar novemberrapport voor het *Large Scale RES*-scenario, lijkt het ons logisch om voor deze case de internationale elektriciteitsscène te adopteren van dat laatste scenario. Practisch gezien is het zo dat we enkel beschikken over de cijfers van het *Large Scale RES*-scenario voor Duitsland, Frankrijk, Nederland en het Verenigd Koninkrijk. Pour le reste de l'Union européenne, nous ne disposons pas des capacités installées utilisées dans ce scénario. Pour l'évaluation des scénarios du pacte énergétique nous avons alors utilisé les chiffres de capacité installée du scénario *EUCO30* de la Commission européenne pour les autres pays européens.

Le tableau ci-dessous résume les parcs de production charbon et nucléaire tels que rapportés dans l'étude Elia (2017).

Tabel 5 Parc de production nucléaire et charbon dans les pays voisins selon le scénario Large Scale RES de l'étude Elia, année 2030
GW

	Allemagne	France	Pays-Bas	Royaume-Uni
Nucléaire	0	38	0	8
Charbon/lignite	21	0	3	0

2.2.3. CO₂-prijis

Een cruciale parameter in het elektriciteitssysteem van de toekomst is de prijs van koolstof (CO₂) (Devogelaer en Gusbin, 2017a). Beide internationale contexten zijn gestoeld op het Europees *EUCO30*-scenario dus lijkt het logisch de CO₂-prijs van dat scenario te integreren in onze simulaties. Deze prijs wordt binnen de PRIMES-modelomgeving berekend en is geldig voor de volledige EU28.

Box 1 De prijs van CO₂

In het Europees *EUCO30*-scenario bedraagt de CO₂-prijs 27 €/tCO₂ in 2030. Hoewel dat een aanzienlijke verhoging is ten opzichte van de erg lage prijzen van vandaag die rond 7 à 8 €/tCO₂ schommelen, is een dergelijk bedrag nog steeds niet hoog genoeg om een switch in de merit order te genereren van kolen naar gas. In de CWE merit order zal het in 2030 onder onze assumpties dus nog steeds lucratiever zijn om steen- en bruinkool in te zetten om elektriciteit te genereren dan om aardgas te gebruiken.

2.2.4. Importcapaciteit

Door de opdrachtgever werd bepaald dat de gemiddelde invoercapaciteit in België in 2030 3000 MW bedraagt in alle scenario's. In het dispatchmodel *Crystal Super Grid* is dat een voorwaarde die niet *ex ante* (door de modelleerder) opgelegd kan worden aan het model, maar wel *ex post* (na de analyse van de resultaten) in rekening gebracht kan worden. Dat gebeurt door de resultaten die de in- en uitvoer in België voorstellen te analyseren en nadien door *trial and error* het vereiste maximale simultane invoerniveau te bepalen. In de *Referentie*-scenario's belooft dat 4500 MW (wat overeenkomt met de huidige aangeboden commerciële invoercapaciteit), in de *Pact*-scenario's is dat 6500 MW.

2.2.5. Aardgas in België in 2030

Gegeven deze assumpties bekomen we een geïnstalleerde capaciteit aan gasgestookte centrales die in Tabel 6 en Tabel 7 wordt geafficheerd.

Box 2 Berekening van nieuw te bouwen gascentrales in België

Bij de interpretatie van Tabel 6 en Tabel 7 is het van uiterst belang om de cijfers met de nodige omzichtigheid te behandelen. Gegeven dat het garanderen en vrijwaren van de adequaatheid de *core business* is van de nationale transmissienetbeheerder Elia, vereist het aanbeveling om dergelijke capaciteitsberekeningen te laten verifiëren door de studiediensten van Elia. De precieze en gedetailleerde data waarover Elia beschikt, het gebruik van een uitgebreid aantal Monte Carlo-simulaties, naast de cruciale contacten en informatie-uitwisselingen met de naburige transmissienetbeheerders, plaatsen hen ongetwijfeld in een bevoorrechte positie om op dit specifiek domein input te geven en onderstaande cijfers te valideren.

a. 100% CCGT

Naar analogie met de Eliastudie (2017) wordt in een eerste fase de totale gasgestookte capaciteit berekend en wordt verondersteld dat deze voor 100% wordt ingevuld door STEG's (case '100% CCGT'). Het Belgische *EUCO30*-scenario berekend door PRIMES rapporteert eveneens enkel STEG-centrales: ook in dat scenario vinden we dus geen open-cyclus gasturbines (OCGT) terug voor België. In Tabel 6 wordt daarom enkel de reeds geïnstalleerde⁶, de te installeren en de totale capaciteit aan STEG's weergegeven.

Tabel 6 Inschatting van gasgestookte capaciteit in België in de verschillende scenario's, 100% CCGT, jaar 2030
GW

	REF_NoNuke	REF_2G	Pact_NoNuke	Pact_2G
Bestaande STEG's	2.3	2.3	2.3	2.3
Nieuw te bouwen STEG's	2.7	0.7	4.2	2
Totaal Gas	5	3	6.5	4.3

⁶ Naar analogie met de studie van Elia (2017) wordt verondersteld dat in 2030 2.3 GW bestaande STEG's in het systeem aanwezig zijn. Een operationele werkingsduur van 25 jaar voor STEG's wordt impliciet aangenomen.

b. OCGT allowed

In een tweede fase werd Tabel 7 opgesteld: deze tabel vult bovenstaande aan en geeft de gasgestookte productiecapaciteit weer bij veronderstelling dat er ook in open-cyclus gasturbines (OCGT) kan worden geïnvesteerd.

Tabel 7 Inschatting van gasgestookte capaciteit in België in de verschillende scenario's, OCGT allowed, jaar 2030
GW

	REF_NoNuke	REF_2G	Pact_NoNuke	Pact_2G
Bestaande STEG's	2.3	2.3	2.3	2.3
Nieuw te bouwen STEG's	1.8	0.4	3.0	1.2
Nieuw te bouwen OCGT's	0.8	0.4	1.0	0.8
Totaal	4.9	3.1	6.3	4.3

Op te merken valt dat de totale gascapaciteit in beide tabellen slechts marginaal verschilt. Het verschil is wel markant aanwezig in de werking van het productiesysteem (zie deel 2.4).

Als we deze gascapaciteiten tenslotte vergelijken met de resultaten van het scenario *bij ongewijzigd beleid* van het Federaal Planbureau (Devogelaer en Gusbin, 2017b) en de *Base Case* van Elia (2017), valt onmiddellijk op dat de geschatte gascapaciteiten in beide tabellen gevoelig lager liggen. In de eerste studie betreft het immers 6,3 GW aan gas, in de tweede studie is dat 5,9 GW.

Gegeven het kapitale belang in elke modeloefening van de weerhouden hypothesen, worden in deel 2.3 enkele gevoeligheidsanalyses beschreven die de impact van de wijziging van één hypothese op het bekomen resultaat in Tabel 6 illustreren⁷.

2.3. Sensitiviteitsanalyses

2.3.1. Referentiescenario's

En sus de l'évaluation des deux scénarios de référence selon les hypothèses et contextes décrits ci-dessus, nous avons réalisé deux analyses de sensibilité pour le scénario *REF_NoNuke* (deel 2.3.1.a en 2.3.1.b) en een voor het scenario *REF_2G* (2.3.1.c).

a. Coo3

La première analyse de sensibilité concerne la capacité de pompage-turbinage : au lieu des 1900 MW spécifiés par le commanditaire⁸, nous avons considéré la capacité actuelle de 1300 MW, c'est-à-dire sans Coo3. De resultaten van deze sensitiviteit geven aan dat, in geval van behoud van de huidige pompcapaciteit, 2900 MW aan nieuw te bouwen STEG's noodzakelijk is.

⁷ Er wordt enkel gerapporteerd ten opzichte van Tabel 6 (en niet Tabel 7) omwille van twee redenen: 1) de erg beperkte tijdsduur die toegekend werd om deze studie uit te voeren, 2) het feit dat voor de toereikendheid van het systeem (*system adequacy*) de verschillen verwacht worden eerder marginaal te zijn.

⁸ Dit betreft een project van ENGIE proposant d'ajouter un troisième bassin au complexe hydroélectrique de Coo, avec une puissance de turbinage de 600 MW et un bassin permettant un stockage d'énergie de 3000 MWh (Projet Coo3).

De uitbreiding van de huidige pomp- en turbinecapaciteit met 600 MW door de bouw van een derde bassin, het zogenaamde Coo3, zal de nood aan bijkomende STEG-centrales in België met slechts 200 MW doen afnemen.

b. Nucleaire capaciteit in Frankrijk

La deuxième concerne la capacité nucléaire en France : au lieu de 59 GW en 2030, nous avons pris 38 GW. Cette capacité de 38 GW⁹ est compatible avec une production électrique d'origine nucléaire limitée à 50% de la production totale, plafond spécifié dans la loi de transition énergétique adoptée en France sous le précédent gouvernement et discuté par le gouvernement actuel.

De resultaten van deze sensitiviteit geven aan dat, in geval van significante verlaging van de beschikbare nucleaire capaciteit in Frankrijk, de LOLE zal toenemen tot gemiddeld 11 h. Dat is te wijten aan het feit dat de terugschroeving van Franse nucleaire capaciteit de invoermogelijkheden voor België sterk inperkt. Vergeet niet dat we ons inschreven in een context waarin de koolstofprijs relatief laag is en dus kolen voor gas komen in de CWE merit order. Om de LOLE terug te brengen naar de wettelijk bepaalde 3h is maar liefst 5400 MW aan gasgestookte capaciteit noodzakelijk.

Een daling van de nucleaire capaciteit in Frankrijk zal de nood aan bijkomende STEG-centrales in België met 2700 MW verhogen.

c. Nucleaire beschikbaarheid in België

De afgelopen jaren was de beschikbaarheid van het Belgische nucleaire park aanzienlijk lager dan de historische beschikbaarheidsgraad. Verschillende oorzaken kunnen met de vinger gewezen worden waaronder de ontdekking van waterstofinsluitels in D3 en T2 via meer gesofisticeerde meetmethodes, het incident gevolgd door langdurige stilstand van D4 en het uitvoeren van de (toenmalige) wettelijke¹⁰ phase-outagenda voor D1. Tussen 2012 en 2016 bedroeg de gemiddelde onbeschikbaarheid van het Belgische nucleaire park dan ook 30%.

In deze oefening wordt standaard gerekend met een hogere beschikbaarheidsgraad (Elia, 2017). Een bepaald disponibilitetsprofiel wordt daarbij gebruikt waarbij de inzetbaarheid van kernenergie hoger is in de winter dan in de zomer. Dat is voor het elektriciteitssysteem erg interessant omdat kernenergie in de winter een significante bijdrage levert aan het verzekeren van de elektriciteitsbevoorrading: de verbruikspiek (d.i. het hoogste verbruik in een jaar) doet zich historisch gezien immers op een winteravond voor. In de zomer wanneer het verbruik typisch lager en de productie van zon typisch hoger is, wordt het interessant om onderhoud van nucleaire centrales in te plannen waardoor minder *baseload* in het systeem aanwezig is.

⁹ Op te merken valt dat indien de nucleaire capaciteit in Frankrijk met 21 GW afneemt, het wettelijk geldend Frans bevoorradingszekerheids criterium van 3h niet meer gehaald wordt. De constructie van bijkomende betrouwbaar beschikbare capaciteit in Frankrijk is dan ook noodzakelijk.

¹⁰ Wet van 2013 houdende de geleidelijke uitstap uit kernenergie voor industriële elektriciteitsproductie.

Een sensitiviteit bestaat er dan ook in om dezelfde gemiddelde beschikbaarheidsgraad aan te nemen als in het scenario *REF_2G*, maar ervan uit te gaan dat er ietsje minder nucleair in de winter aanwezig is (door niet-geplande stilstand van een reactor bijvoorbeeld) en ietsje meer tijdens de zomermaanden.

Wanneer een dergelijke sensitiviteit wordt doorgerekend, bekomen we een LOLE van maar liefst 15h. Om de LOLE terug te brengen naar de wettelijk bepaalde 3h is een verhoging van de gasgestookte capaciteit tot 1200 MW noodzakelijk.

Een andere nucleair beschikbaarheidsprofiel in België waarbij kernenergie in de winter (zomer) gemiddeld wat minder (meer) beschikbaar is, leidt tot een significante verhoging van de LOLE. De nood aan bijkomende STEG-centrales in België stijgt hierdoor met 500 MW.

2.3.2. Pact-scenario's

En sus de l'évaluation des deux scénarios du pacte énergétique selon les hypothèses et contextes décrits ci-dessus, nous avons réalisé deux analyses de sensibilité pour le scénario *Pact_NoNuke*.

a. CO₂-prijs

Omdat de koolstofprijs een scharnierrol speelt in het toekomstig elektriciteitssysteem (Devogelaer & Gusbin, 2017a), leek het ons belangrijk de *Pact*-scenario's eveneens door te rekenen onder de veronderstelling dat de koolstofprijs significant hoger zou zijn. Het lijkt logisch om in een context waarin België een ambitieuze energietransitie inzet, ook de ons omringende landen een dergelijke filosofie adopteren waardoor een bijkomende impuls gegeven kan worden aan de prijs van CO₂¹¹.

In modeltermen werd de koolstofprijs zo bepaald dat er een switch zou plaatsvinden tussen kolen en gas in de Europese merit order. Het wordt met andere woorden economisch interessanter om gascentrales in te zetten om elektriciteit te genereren, steen- en bruinkoolcentrales worden daarbij meer naar achter gedrongen in de economische pikorde.

Bij een hogere koolstofprijs is het zo dat de nood aan bijkomende STEG's in België gelijk blijft. Dat valt te verklaren door het feit dat, hoewel de productiemix danig zal verschillen bij een hogere CO₂-prijs, de toereikendheid verzekerd blijft met de berekende geïnstalleerde capaciteit.

Een significante verhoging van de CO₂-prijs waardoor gas voor kolen komt in de CWE merit order leidt niet tot een bijkomende behoefte aan STEG-centrales in België. De productiemix zal wel danig verschillen: de Belgische gascentrales zullen merkkelijk meer produceren.

b. Kolencapaciteit in Duitsland

La deuxième analyse de sensibilité concerne la capacité des centrales au charbon et au lignite en Allemagne : au lieu des 21 GW repris dans le Tabel 5, nous avons considéré une capacité de 37 GW

¹¹ In het Nederlands regeerakkoord wordt melding gemaakt van het instellen van een *carbon floor price* vanaf 2020, <https://www.platts.com/latest-news/coal/london/new-dutch-coalition-government-plans-co2-floor-26822471>. Het Verenigd Koninkrijk heeft reeds een *carbon floor price*-systeem ter ondersteuning van het ETS geïnstalleerd, <http://researchbriefings.parliament.uk/ResearchBriefing/Summary/SN05927>.

comme dans le scénario *EUCO30*. Meer steenkool in een merit order die kolen voor gas plaatst, betekent meer invoer uit Duitsland. In de resultaten vertaalt zich dat als een verhoging van de invoer uit Duitsland en minder nood aan binnenlandse gascentrales.

Een significante verhoging van de geïnstalleerde capaciteit aan steen- en bruinkool in Duitsland in een kolen-voor-gas Europese merit order leidt tot een opmerkelijke daling in de behoefte aan Belgische STEG-centrales: 2000 MW minder gasgestookte centrales in België zijn nodig.

2.3.3. Enkele conclusies

Op het einde van dit deel worden enkele belangrijke besluiten geformuleerd.

Besluit 1:

Wat er gebeurt in de ons omringende landen is van kapitaal belang voor ons toekomstig elektriciteitsproductiesysteem, maar is een parameter waar we weinig vat op hebben. Het verdient dan ook aanbeveling om de situatie in het buitenland minuscuur op te volgen en grensoverschrijdende initiatieven als CORESO en het Pentalateraal Forum verder te ondersteunen en uit te bouwen voor cruciaal regionaal overleg en samenwerking.

Besluit 2:

Het is niet zo dat één bron van flexibiliteit de andere zomaar kan vervangen. De nominale capaciteit van een flexibele STEG-centrale kan niet één-op-één gesubstitueerd worden door een andere vorm van flexibiliteit zoals pompcentrales of vraagsturing.

Besluit 3:

Variaties op de nucleaire beschikbaarheid in België waardoor het nucleair park in de winter (zomer) minder (meer) beschikbaar zou zijn, leiden tot een significante stijging in de behoefte aan Belgische gasgestookte centrales.

2.4. Bijkomende resultaten

Na de bepaling van de toekomstige gascapaciteit in België en de benodigde nuances bij de interpretatie ervan, worden in dit deel de resultaten beschreven die expliciet door de opdrachtgever gevraagd werden (zie deel 1). Zoals al gesteld in deel 2.2.5 is het voor de werking van het systeem belangrijk of het toekomstig gasgestookt park in België 100% STEG's bevat dan wel een combinatie STEG-OCGT. Voor de berekening van de gevraagde indicatoren wordt daarom dit onderscheid gemaakt. De tweede variant (combinatie STEG-OCGT) wordt in iets minder detail beschreven omwille van tijdsgebrek, maar men kan stellen dat de conclusies robust zijn.

De analyse gebeurt enkel voor de vier 'hoofdscenario's', zijnde *REF_NoNuke*, *REF_2G*, *Pact_NoNuke*, *Pact_2G*. Daarbij worden de *Referentie*- en de *Pact*-scenario's intern vergeleken: de impact van de

nucleaire operationele werkingsduurverlenging wordt bestudeerd voor de twee types (*REF* en *Pact*) van scenario's.

2.4.1. Marginale systeemkost

Een eerste resultaat betreft de systeem marginale kosten (afgekort: SMK). De SMK kunnen gezien worden als een proxy voor de "prijs" in een *energy-only* markt. Toch is de SMK niet hetzelfde als de prijs, en moeten enkele nuances in acht worden genomen:

- De SMK wordt berekend als een gemiddelde over een volledig jaar (8760h) en over de verschillende test cases die per scenario worden doorgerekend. De SMK is dus niet hetzelfde als een momentane (uurlijkse) weergave van een prijs op een EPEX-scherm;
- De SMK betreft de prijs van de *commodity* (elektriciteit), niet te verwarren met de eindfactuur die de klant driemaandelijks of jaarlijks ontvangt en waarin ook (en vooral) andere kostenposten zijn opgenomen;
- De SMK wordt bepaald door een aantal assumpties. Deze betreffen (o.a.) de prijs van de brandstof, het omzettingsrendement (56% voor bestaande STEG's, 60% voor nieuwe STEG's, 34% voor OCGT), de variabele operationele- en onderhoudskosten en de prijs van CO₂. De marginale productiekost van een bestaande STEG (resp. OCGT) bedraagt ongeveer 60 €/MWh (resp. 105 €/MWh) in 2030.

Eveneens op te merken valt dat in deze marginale systeemkost geen elementen vervat zitten die de vaste kosten weergeven. Kosten van ontmanteling van centrales, (verjongings)investeringen en andere types vaste kosten die onafhankelijk zijn van de operatie van een centrale worden niet opgenomen in de SMK.

a. Referentiescenario

100% CCGT

Wanneer we de scenario's vergelijken, merken we een verschil in de SMK. Het verschil in het *Referentie*-scenario tussen de context met en zonder een nucleaire verlenging bedraagt gemiddeld -2,3 €/MWh.

Uiteraard betreft dit een gemiddelde impact over de drie test cases en de 8760 uren. Aangezien het model een uurlijkse granulariteit heeft, kan dit resultaat verder worden opgesplitst. Globaal gezien bedraagt het grootste verschil in marginale kosten tussen een scenario met en een scenario zonder 2 GW nucleair -40 €/MWh, waardoor marginale systeemkosten – op bepaalde momenten – 40 euro lager kunnen zijn wanneer twee kernreactoren elektriciteit produceren.

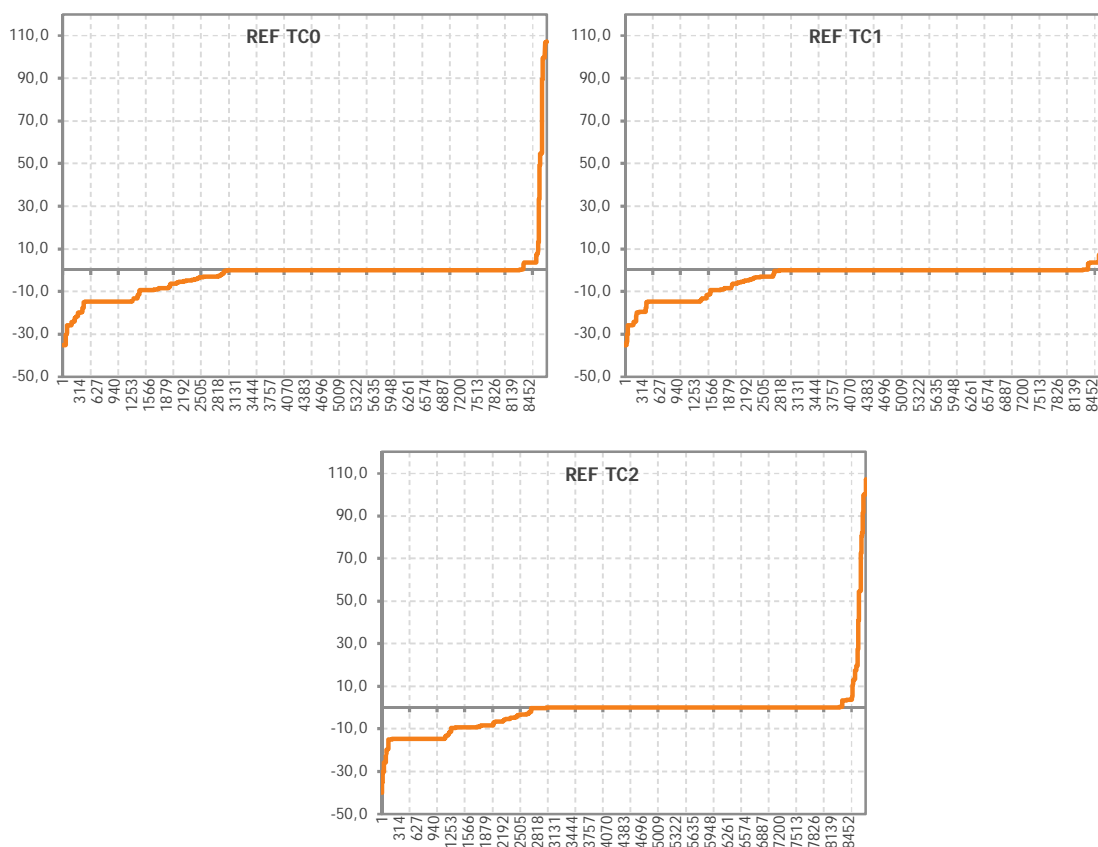
Opmerkelijk evenwel is dat, weliswaar voor een beperkt aantal uren per jaar¹², dit kostenverschil ook *positief* kan zijn. Dat betekent dat voor die welbepaalde uren het scenario zonder nucleaire verlenging een lagere SMK heeft dan eentje waarbij nucleair verlengd wordt.

¹² Dit fenomeen wordt gemiddeld (over de drie bestudeerde test cases) tijdens 882 uren vastgesteld. Het SMK-verschil tussen de twee scenario's is negatief gedurende gemiddeld 3654 uren. Aangezien een jaar 8760 uren telt, betekent dat dat ongeveer de helft van de tijd het verschil (quasi) 0 is.

Gemiddeld bedraagt het verschil in SMK tussen het *Referentie*-scenario met en zonder nucleaire verlenging -2,3 €/MWh. Dat gemiddelde verhuut echter situaties waarin het SMK-verschil kan gaan van -40 tot +107 €/MWh.

Figuur 1 illustreert dit verschijnsel. Deze figuur rangschikt het kostenverschil tussen beide scenario's in oplopende volgorde (van kleinste naar grootste verschil). Het grootste positieve SMK-verschil bedraagt 107 €/MWh. Dat treedt bijvoorbeeld op wanneer het scenario met nucleair (en minder gas) beroep moet doen op een DR-optie (geprijsd aan 175 €/MWh) terwijl het scenario zonder nucleair nog kan rekenen op invoer (uit Nederland bijvoorbeeld) waardoor elektriciteit aan een lagere kost (68 €/MWh) geleverd kan worden.

Figuur 1 Geordend verschil in marginale systeemkosten tussen scenario met en zonder 2 GW nucleaire werkingduurverlenging, Referentie, jaar 2030
€/MWh



Bron: Crystal Super Grid, berekeningen FPB.
Noot: TC staat voor Test Case.

De kennis van de marginale kosten per uur maakt het mogelijk het (verlies of de winst van het) consumentensurplus te berekenen. Het consumentensurplus wordt gedefinieerd als het verschil tussen het maximum dat de consument bereid is uit te geven voor haar elektriciteit en de uiteindelijke prijs die ze betaalt. Het incrementele consumentensurplus als gevolg van de verlenging is gelijk aan het verschil in de marginale kosten tussen het scenario met en het scenario zonder de 2 GW nucleair, vermenigvuldigd met de totale vraag (die verondersteld wordt gelijk te zijn).

Dat incrementele consumentensurplus is positief en bedraagt 171 miljoen euro. Hoewel dit resultaat veelbelovend lijkt voor Belgische elektriciteitsgebruikers, moeten we een onderscheid maken naar het type gebruiker¹³. Enerzijds zullen bedrijven die hun elektriciteit rechtstreeks op de elektriciteitsbeurs¹⁴ aankopen zeker de neerwaartse druk op de prijzen voelen (daarom stijgt hun consumentensurplus). Residentiële klanten, daarentegen, zullen veel minder effect van die kostendaling ondervinden. Volgens de Belgische energietoezichthouder CREG (2016a) maakt elektriciteit (de '*commodity*') ongeveer 30% uit van de totale factuur van residentiële klanten¹⁵. Het resterende deel bestaat uit transport- en distributienettarieven, heffingen, belastingen, enz. Dat betekent dat, zelfs als de prijs van elektriciteit daalt, de totale impact op de factuur van de huishoudens beperkt blijft.

Ten tweede heeft de SMK-daling niet alleen een impact op de consumenten, maar ook op de elektriciteitsproducenten. Daarom is het interessant te kijken naar het producentensurplus en, meer bepaald, naar het producentensurplus per technologie. Het producentensurplus wordt bepaald als de marktprijs vermenigvuldigd met de productie (gegenereerd door verschillende technologieën) minus de kosten om die hoeveelheid elektriciteit te produceren (die bestaan uit variabele brandstofkosten, operationele en onderhoudskosten en, indien nodig, de aankoop van CO₂-emissierechten). Ten opzichte van een situatie waarin de 2 GW nucleair verlengd wordt, vertoont het totale producentensurplus (alle technologieën samen) een positief verschil van 476 miljoen euro.

Wanneer er ingezoomd wordt op de verschillende technologieën, zien we dat hoewel de marginale kosten dalen wanneer de kernreactoren verlengd worden, het producentensurplus van de nucleaire producenten positief is en jaarlijks ongeveer 800 miljoen euro belooft¹⁶. Dat positief producentensurplus is toe te schrijven aan het volume van de nucleaire elektriciteitsproductie (ongeveer 14 TWh) en de berekende SMK (ongeveer 70 €/MWh).

Dat resultaat staat in schril contrast met de variabele hernieuwbare technologieën die – hoewel de productie ervan niet rechtstreeks getroffen wordt door de meerproductie van de nucleaire filière – de gevolgen ondervinden van de daling van de marginale kosten en dus van de prijs waartegen ze hun elektriciteit kunnen verkopen. Door het merit-ordereffect dat veroorzaakt wordt door het verlengen van twee kernreactoren, zou het producentensurplus van de zonne-energieproducenten dalen met gemiddeld 31 miljoen euro en dat van de windenergieproducenten met gemiddeld 66 miljoen euro. Die bevinding kan een impact hebben op potentiële investeringen in hernieuwbare energiebronnen voor elektriciteitsproductie, aangezien de systemen die vaste feed-in-premia toekennen, minder interessant worden. Ook gasgestookte centrales zien hun producentensurplus afnemen met gemiddeld 200 miljoen euro. Deze vaststelling kan de energieoverschakeling vertragen aangezien investeringen in flexibele en/of koolstofarme technologieën in België – die dringend noodzakelijk zijn (Devogelaer en Gusbin, 2017b) – te lijden zullen hebben onder die lagere ROI-berekening en uitgesteld of zelfs geannuleerd kunnen worden.

¹³ Zie ook deel 2.4.1.c.

¹⁴ Ongeveer 30% van de elektriciteit wordt verhandeld op Belpex, de Belgische elektriciteitsbeurs.

¹⁵ Type Dc met een duaal meetsysteem.

¹⁶ Die waarde is zeer gevoelig voor de hypothese over de productiekosten van de nucleaire elektriciteitsopwekking. Om hiermee rekening te houden, werd een gevoeligheidsanalyse uitgevoerd waarin de nucleaire productiekosten verondersteld werden hoger te zijn (35 €/MWh in plaats van 14 €/MWh). Het daaruit voortvloeiende surplus daalt dan tot een interval van [450, 690] miljoen euro.

OCGT allowed

Wanneer het toekomstig Belgisch productiepark ook investeringen telt in kleinschaligere open-cyclusgasturbines (OCGT), noteren we 1) hogere SMK, 2) een notabel verschil in de SMK tussen een scenario met en een scenario zonder nucleaire verlenging. Dat is niet verwonderlijk gegeven dat de variabele productiekost van OCGT in 2030 ingeschaald wordt op 105 €/MWh. Wanneer OCGT's dan (meer) worden ingezet om elektriciteit te genereren, wordt de gemiddelde SMK naar boven getrokken. Het verschil in het *Referentie*-scenario tussen de context met en zonder een nucleaire verlenging bedraagt dan ook gemiddeld -4,4 €/MWh.

Uiteraard betreft dit een gemiddelde impact over de drie test cases en de 8760 uren. Aangezien het model een uurlijkse granulariteit heeft, kan dit resultaat verder worden opgesplitst. Globaal gezien bedraagt het grootste verschil in marginale kosten tussen een scenario met en een scenario zonder 2 GW nucleair -55 €/MWh, waardoor marginale systeemkosten – op bepaalde momenten – 55 euro lager kunnen zijn wanneer twee kernreactoren elektriciteit produceren.

Ook hier merken we op dat, weliswaar voor een beperkt aantal uren per jaar, het SMK-verschil *positief* kan zijn. Dat betekent dat voor een welbepaald aantal uren het scenario zonder nucleaire verlenging een lagere SMK heeft dan eentje waarbij nucleair verlengd wordt.

Gemiddeld bedraagt het SMK-verschil tussen het *Referentie*-scenario met en zonder nucleaire verlenging -4,4 €/MWh. Dat gemiddelde verhuult echter situaties waarin het verschil zich situeert tussen -55 en +55 €/MWh.

b. Pact-scenario

100% CCGT

Ook in de *Pact*-scenario's noteren we een verschil in de SMK: het verschil tussen de context met en zonder een nucleaire verlenging bedraagt gemiddeld -0,9 €/MWh.

Ook hier kan dit resultaat verder worden gedissecteerde. Globaal gezien bedraagt het grootste verschil in marginale kosten tussen een scenario met en een scenario zonder 2 GW nucleair -50 €/MWh, waardoor marginale systeemkosten – op bepaalde momenten – 50 euro lager kunnen zijn wanneer twee kernreactoren elektriciteit produceren.

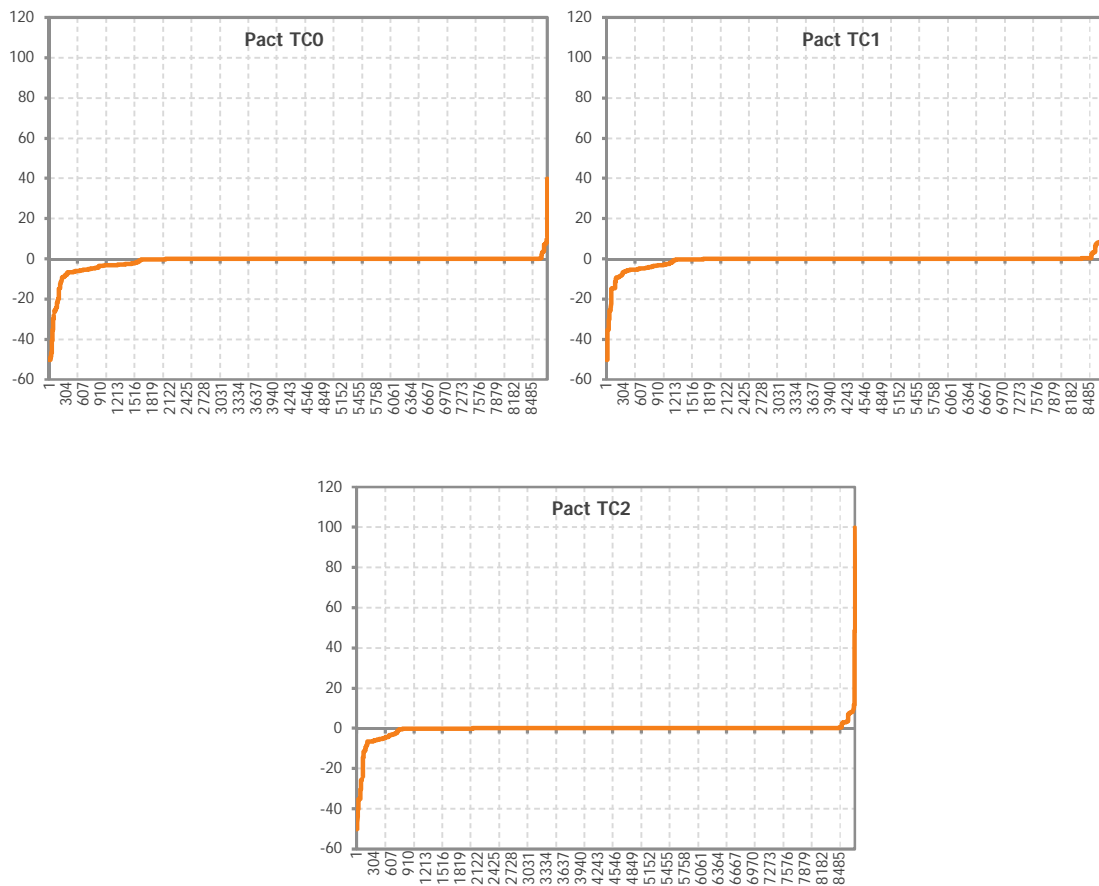
Opmerkelijk evenwel is dat, weliswaar voor een beperkt aantal uren per jaar¹⁷, dit verschil ook *positief* kan zijn. Dat betekent dat voor die welbepaalde uren het scenario zonder nucleaire verlenging een lagere SMK heeft dan eentje waarbij nucleair verlengd wordt.

Gemiddeld bedraagt het SMK-verschil tussen het *Pact*-scenario met en zonder nucleaire verlenging -0,9 €/MWh. Dat gemiddelde verhuult echter situaties waarin het verschil kan gaan van -50 tot +100 €/MWh.

¹⁷ Dit fenomeen wordt gemiddeld (over de drie bestudeerde test cases) tijdens 186 uren vastgesteld. Het SMK-verschil tussen de twee scenario's is negatief gedurende gemiddeld 1192 uren. Aangezien een jaar 8760 uren telt, betekent dat dat ongeveer 85% van de tijd het verschil (quasi) 0 is.

Figuur 2 illustreert dit verschijnsel. Deze figuur rangschikt het SMK-verschil tussen beide scenario's in oplopende volgorde (van kleinste naar grootste verschil). Het grootste positieve verschil bedraagt 100 €/MWh. Dat gebeurt wanneer het scenario met nucleair beroep moet doen op de duurste DR-optie (geprijsd aan 275 €/MWh) terwijl het scenario zonder nucleair de minder dure DR-optie (geprijsd aan 175 €/MWh) nog kan aanspreken.

Figuur 2 Geordend verschil in marginale systeemkosten tussen scenario met en zonder 2 GW nucleaire werkingsduurverlenging, Pact, jaar 2030
€/MWh



Bron: Crystal Super Grid, berekeningen FPB.
Noot: TC staat voor Test Case.

De kennis van de marginale kosten per uur maakt het mogelijk het (verlies of de winst van het) consumentensurplus te berekenen. Het consumentensurplus wordt gedefinieerd als het verschil tussen het maximum dat de consument bereid is uit te geven voor haar elektriciteit en de uiteindelijke prijs die ze betaalt. Het incrementele consumentensurplus als gevolg van de verlenging is gelijk aan het verschil in de marginale kosten tussen het scenario met en het scenario zonder de 2 GW nucleair, vermenigvuldigd met de totale vraag (die verondersteld wordt gelijk te zijn).

Dat incrementele consumentensurplus is positief en bedraagt 77 miljoen euro. Hoewel dit resultaat veelbelovend lijkt voor Belgische elektriciteitsgebruikers, moeten we een onderscheid maken naar het type gebruiker. Enerzijds zullen bedrijven die hun elektriciteit rechtstreeks op de elektriciteitsbeurs¹⁸

¹⁸ Ongeveer 30% van de elektriciteit wordt verhandeld op Belpex, de Belgische elektriciteitsbeurs.

aankopen zeker de neerwaartse druk op de prijzen voelen (daarom stijgt hun consumentensurplus). Residentiële klanten, daarentegen, zullen veel minder effect van die kostendaling ondervinden. Volgens de Belgische energietoezichthouder CREG (2016a) maakt elektriciteit (de '*commodity*') ongeveer 30% uit van de totale factuur van residentiële klanten¹⁹. Het resterende deel bestaat uit transport- en distributienettarieven, heffingen, belastingen, enz. Dat betekent dat, zelfs als de prijs van elektriciteit daalt, de totale impact op de factuur van de huishoudens beperkt blijft.

Ten tweede heeft de kostendaling niet alleen een impact op de consumenten, maar ook op de elektriciteitsproducenten. Daarom is het interessant te kijken naar het producentensurplus en, meer bepaald, naar het producentensurplus per technologie. Het producentensurplus wordt bepaald als de marktprijs vermenigvuldigd met de productie (gegenereerd door verschillende technologieën) minus de kosten om die hoeveelheid elektriciteit te produceren (die bestaan uit variabele brandstofkosten, operationele en onderhoudskosten en, indien nodig, de aankoop van CO₂-emissierechten). Ten opzichte van een situatie waarin de 2 GW nucleair verlengd wordt, vertoont het totale producentensurplus (alle technologieën samen) een positief verschil van 517 miljoen euro.

Wanneer er ingezoomd wordt op de verschillende technologieën, zien we dat hoewel de marginale kosten dalen wanneer de kernreactoren verlengd worden, het producentensurplus van de nucleaire producenten positief is en jaarlijks ongeveer 850 miljoen euro belooft²⁰. Dat positief producentensurplus is toe te schrijven aan het volume van de nucleaire elektriciteitsproductie (ongeveer 13 TWh) en de berekende SMK (ongeveer 73 €/MWh).

Dat resultaat staat in schril contrast met de variabele hernieuwbare technologieën die – hoewel de productie ervan niet rechtstreeks getroffen wordt door de meerproductie van de nucleaire filière – de gevolgen ondervinden van de daling van de marginale kosten en dus van de prijs waartegen ze hun elektriciteit kunnen verkopen. Door het merit-ordereffect dat veroorzaakt wordt door het verlengen van twee kernreactoren, zou het producentensurplus van de zonne-energieproducenten dalen met gemiddeld 10 miljoen euro en dat van de windenergieproducenten met gemiddeld 34 miljoen euro. Die bevinding kan een impact hebben op potentiële investeringen in hernieuwbare energiebronnen voor elektriciteitsproductie, aangezien de systemen die vaste feed-in-premia toekennen, minder interessant worden. Ook gasgestookte centrales zien hun producentensurplus afnemen met gemiddeld 277 miljoen euro. Deze vaststelling kan de energieoverschakeling vertragen aangezien investeringen in flexibele en/of koolstofarme technologieën in België – die dringend noodzakelijk zijn (Devogelaer en Gusbin, 2017b) – te lijden zullen hebben onder die lagere ROI-berekening en uitgesteld of zelfs geannuleerd kunnen worden.

OCGT allowed

Wanneer we de SMK-analyse uitvoeren in het geval dat investeringen plaatsvinden in kleinschaligere open-cyclusgasturbines (OCGT), noteren we 1) (lichtjes) hogere SMK, 2) een verschil in de SMK tussen een scenario met en een scenario zonder nucleaire verlenging. Dat is niet verwonderlijk gegeven dat de

¹⁹ Type Dc met een duaal meetsysteem.

²⁰ Die waarde is zeer gevoelig voor de hypothese over de productiekosten van de nucleaire elektriciteitsopwekking. Om hiermee rekening te houden, werd een gevoeligheidsanalyse uitgevoerd waarin de nucleaire productiekosten verondersteld werden hoger te zijn (35 €/MWh in plaats van 14 €/MWh). Het surplus daalt dan tot gemiddeld 580 miljoen euro.

variabele productiekost van OCGT in 2030 ingeschaald wordt op 105 €/MWh. Wanneer OCGT's dan (meer) worden ingezet om elektriciteit te genereren, wordt de gemiddelde SMK naar boven getrokken. Het verschil in het *Pact*-scenario tussen de context met en zonder een nucleaire verlenging bedraagt gemiddeld -1,1 €/MWh.

Ook hier is het mogelijk dit resultaat verder op te splitsen. Globaal gezien bedraagt het grootste verschil in marginale kosten tussen een scenario met en een scenario zonder 2 GW nucleair -52 €/MWh, waardoor marginale systeemkosten – op bepaalde momenten – 52 euro lager kunnen zijn wanneer twee kernreactoren elektriciteit produceren.

Voor een beperkt aantal uren per jaar is het kostenverschil echter *positief*: het scenario zonder nucleaire verlenging heeft dan een lagere SMK dan het scenario waarbij 2 GW nucleair verlengd wordt.

Gemiddeld bedraagt het SMK-verschil tussen het *Pact*-scenario met en zonder nucleaire verlenging -1,1 €/MWh. Dat gemiddelde verhult echter situaties waarin het verschil kan lopen van -52 tot +8 €/MWh.

c. Competitiviteit

In deel 2.4.1.a en 2.4.1.b wordt aangetoond dat de operationele werkingsduurverlenging met 10 jaar van 2 GW nucleair in 2030 leidt tot een gemiddelde daling van de systeem marginale kosten (SMK²¹). Cet indicateur de coût peut être interprété comme un proxy du prix moyen de la commodité 'électricité' en 2030. L'ampleur de la diminution dépend des hypothèses sur le type d'investissement en centrales à gaz (CCGT vs. OCGT) et sur le développement des sources d'énergie renouvelables (*REF* vs. *PACT*). La diminution varie entre 0,9 et 4,4 EUR/MWh (voir Tableau 8).

Tableau 8 Impact de la prolongation de 10 ans de 2 GW nucléaire sur le SMC, 2030
EUR/MWh

	REF-100% CCGT	REF-OCGT allowed	PACT-100% CCGT	PACT-OCGT allowed
SMC	-2,3	-4,4	-0,9	-1,1

SMC: system marginal cost.

La diminution du SMC a un impact sur la compétitivité de l'industrie belge et plus particulièrement de l'industrie électro intensive. Cet impact est néanmoins difficile à quantifier dans la mesure où :

- le prix de la commodité ne constitue qu'un des trois éléments qui constituent le prix payé par le consommateur final ; les deux autres composantes sont les tarifs de transport et de distribution de l'électricité et les redevances et taxes dont on ne dispose pas de chiffres pour l'année 2030 ;
- on ne dispose pas d'information sur l'évolution du prix de l'électricité dans les pays voisins en 2030.

La diminution du SMC peut être mise en perspective avec les prix actuellement payés par les industriels belges et étrangers. Mais il faut garder à l'esprit que cette analyse est purement illustrative car on y compare des pommes (une variation du prix de la commodité en Belgique en 2030) avec des poires (les prix payés par les consommateurs finals belges et étrangers en 2017). Ces prix sont rapportés et

²¹ Ici et dans la suite du texte, le SMC réfère au coût marginal moyen sur l'ensemble de l'année 2030. Cette précision est importante dans la mesure où une comparaison plus fine, heure par heure, des SMC dans les scénarios avec ou sans prolongation du nucléaire (zie Figuur 1 en Figuur 2) montre qu'à certains moments de l'année, le SMC peut être plus élevé dans un scénario avec prolongation du nucléaire que sans.

comparés chaque année par Deloitte pour le compte de Febeliec²². Le tableau ci-dessous compare le niveau et la composition des prix en 2017 pour une fourniture annuelle de 100 GWh (profil *baseload*) en Flandre, Wallonie, France, Allemagne et Pays-Bas²³.

Tableau 9 Comparaison des prix de l'électricité payés par les industriels pour un profil baseload de 100 GWh par an, année 2017
EUR/MWh

	Flandre	Wallonie	France	Allemagne	Pays-Bas
Commodité	43	43	43	35	38
Réseaux	5,5	5,5	0,9	1,2	3,5
Redevances et taxes	14,5	21,5	1,1	4,8	2,5
Total	63	70	44	41	42

Source : Deloitte pour Febeliec (rapport 2017).

Premier commentaire : en 2017²⁴, les industriels belges ont payé des prix électriques plus élevés que leurs homologues français, allemands et néerlandais. Les différentiels de prix proviennent surtout des tarifs de réseaux et des taxes.

Deuxième commentaire : on notera que les pays avec une forte production nucléaire (la Belgique et la France) se caractérisent par un prix de la commodité plus élevé que les deux autres (Allemagne et Pays-Bas) : 43 EUR/MWh pour les premiers, comparé à 35-38 EUR/MWh pour les seconds.

Troisième commentaire : un écart de 2,3 EUR/MWh en 2030 pour le SMC (scénario REF-100% CCGT) représente 5,3% du prix de la commodité en Belgique en 2017 mais seulement 3,3% du prix de la commodité calculé pour la Belgique en 2030 (70 EUR/MWh). Ces différences d'impact illustrent la difficulté de comparer des différentiels de prix futurs avec des différentiels de prix présents.

En guise de conclusion : par la baisse du SMC qu'elle provoque, la prolongation de 10 ans de 2 GW nucléaire affectera la compétitivité de l'industrie belge. Mais à la question de savoir si elle accroîtra ou maintiendra la position concurrentielle de notre industrie en 2030, on ne peut que dire que cela dépendra de l'évolution d'ici 2030 du prix de la commodité dans les pays voisins (la fermeture des centrales au charbon décidée par le gouvernement néerlandais pourrait ainsi induire une hausse du prix de la commodité dans les années à venir) mais aussi et surtout de l'évolution des composantes réseaux et taxes qui pèsent plus lourdement sur les industriels belges qu'étrangers.

L'analyse ci-dessus concerne le prix de l'électricité payé par l'industrie. Pour les clients résidentiels et professionnels, les différentiels de SMC présentés dans le Tableau 8 ne devraient pas avoir d'impact notable sur le prix de leur électricité. La composante commodité du prix de l'électricité représente aujourd'hui entre 20 et 30% du prix total. Enfin, on notera que ces différentiels sont inférieurs aux écarts de prix proposés actuellement par les différents fournisseurs. En décembre 2016, le prix moyen facturé à un utilisateur final résidentiel (resp. professionnel) s'échelonnait entre 260 et 273 EUR/MWh (resp. entre 194 et 223 EUR/MWh).

²² La dernière étude date d'avril 2017 :

http://www.febeliec.be/data/1493024328Report%20Benchmarking%20study%20electricity%202017_FINAL.pdf

²³ Les chiffres sont approximatifs car ils sont basés sur la lecture de graphiques.

²⁴ C'est le cas également les années précédentes comme le montrent les études antérieures de Deloitte.

Box 3 Capaciteitsfactor van nucleaire centrales

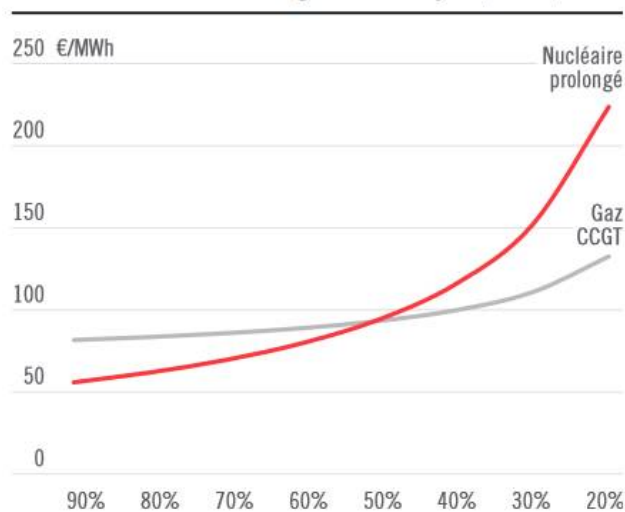
Tijdens de analyse van de verschillende scenario's kan geconstateerd worden dat, op bepaalde momenten van het jaar, de nucleaire productie in België een duik neemt. Dat is bijvoorbeeld merkbaar in het scenario *REF_2G*. In dat scenario detecteren we (minstens) een periode van 9 uur in het voorjaar (de maand mei) waarbij het model berekent dat het optimaal is om de Belgische nucleaire productie volledig stil te leggen. Op dat moment is er immers meer dan voldoende capaciteit in het systeem aanwezig om de vraag te dekken.

Dat houdt in dat tegen 2030, bij een verlenging van het nucleaire park, flexibiliteit (de mogelijkheid om naar beneden te schakelen) van de nucleaire centrales cruciaal wordt in het beheer van het totale elektriciteitssysteem. Wanneer immers een toekomstig productiepark wordt uitgebouwd gebaseerd op zowel nucleaire centrales, aardgasgestookte centrales en hernieuwbare energie, is het onvermijdelijk dat de productie op basis van kernenergie, vooral in zonnige zomerse periodes wanneer de vraag naar elektriciteit (de productie van hernieuwbare energie) lager (hoger) is, teruggeschroefd dient te worden.

Technisch gezien lijkt deze nucleaire flexibiliteit (beperkt) mogelijk, maar belangrijk neveneffect is dat hierdoor de capaciteitsfactor van de kerncentrales, oorspronkelijk gebouwd om in *baseload* te voorzien, naar beneden zal evolueren. Opmerkelijk daarbij is dat bij lagere capaciteitsfactoren de productiekost van nucleair de hoogte zal ingaan. Dat fenomeen is gedocumenteerd voor de Franse nucleaire reactoren (IDDRI, 2017):

« ...sur le plan technique, il serait possible d'effectuer d'importantes variations de la puissance d'un réacteur : en l'espace de 30 minutes, celle-ci peut évoluer entre 100 % et 20 % de la puissance nominale. Pour des raisons techniques, de telles variations de puissance ne peuvent être réalisés que durant la première moitié (ou 65 %) du cycle de combustible (EDF, 2013). La structure du coût de production du nucléaire résultant essentiellement de l'importance des coûts d'investissements et des coûts opérationnels fixes, un fonctionnement plus flexible pourrait néanmoins être source de surcoûts importants. La Figure 6 montre ainsi qu'une forte baisse du facteur de charge moyen de 80 % à 50 % pourrait engendrer un surcoût de 50 % ... »

Figure 6. Évolution du coût de production nucléaire et gaz en fonction du taux de charge annuel moyen (€/MWh)¹⁰



Source : Iddri, données SETIS et Cour des Comptes (2014).

Hoewel een dergelijk lage capaciteitsfactor (< 50%) niet verondersteld werd in noch resulteert uit onze oefening, lijkt dit bij aanwezigheid van meer dan 2 GW nucleair in het systeem (een casus die in dit rapport niet werd onderzocht) minstens een bedenking om mee te nemen.

2.4.2. Netto-invoer

In deel 2.2 werd de geïnstalleerde capaciteit van het elektriciteitssysteem van de toekomst beschreven. Deze capaciteiten genereren een bepaalde hoeveelheid (binnenlandse) productie. Om de vraag volledig en ten allen tijde te dekken, is evenwel een saldo aan netto-invoer vereist. In dit deel van het rapport wordt deze hoeveelheid berekend. Het is daarbij belangrijk de expliciete voorwaarde met betrekking tot de gemiddelde invoercapaciteit geponereerd door de opdrachtgever voor ogen te houden (zie sectie 2.2.4).

a. 100% CCGT

Op basis van Tabel 1 en Tabel 6 verkrijgen we onderstaande (netto-)invoerniveaus.

Tabel 10 (Netto-)in- en uitvoer in België, 100% CCGT, jaar 2030
TWh

	REF_NoNuke	REF_2G	Pact_NoNuke	Pact_2G
Invoer	31.7	29.7	22.1	20
Uitvoer	4.0	6.1	8.3	8.9
Netto-invoer	27.7	23.6	13.7	11.0

b. OCGT allowed

Op basis van Tabel 1 en Tabel 7 verkrijgen we onderstaande (netto-)invoerniveaus.

Tabel 11 (Netto-)in- en uitvoer in België, OCGT allowed, jaar 2030
TWh

	REF_NoNuke	REF_2G	Pact_NoNuke	Pact_2G
Invoer	33.0	30.1	24.5	21.5
Uitvoer	3.3	5.9	6.8	8.0
Netto-invoer	29.7	24.2	17.6	13.5

Beide tabellen leren ons dat de verlenging van 2 GW nucleair een merkbare invloed heeft op het niveau van netto-invoer. Het verschil in netto-invoer kan in een interval tussen 3 en 5,5 TWh gesitueerd worden. Dat is te wijten aan

- een daling van de invoer: in scenario's met nucleair wordt 2 tot 3 TWh minder ingevoerd;
- een stijging van de uitvoer: dat niveau lijkt sterk samen te hangen met de hypothesen aangaande de internationale context.

In een scenario met verlenging van 2 GW nucleair is de netto-invoer beduidend lager dan in een scenario zonder nucleaire centrales. Toch is het maximale verschil tussen een scenario met en één zonder nucleair (ongeveer 5,5 TWh) veel kleiner dan het maximale verschil tussen de scenario's *Referentie* en *Pact* zelf (ongeveer 14 TWh). Een verschillende (inter)nationale context lijkt dan ook meer invloed uit te oefenen op het niveau van netto-invoer dan de al dan niet aanwezigheid van 2 GW nucleair in België.

Uiteraard hebben de resultaten in termen van netto-invoer een rechtstreekse link met het volgende deel: de impact op de energetische handelsbalans.

2.4.3. Energiehandelsbalans

L'impact des différents scénarios sur la balance commerciale de la Belgique se focalise sur les échanges (importations et exportations) d'électricité et de gaz naturel pour la production électrique. Dans la suite du texte, cette restriction ne sera plus rappelée pour alléger l'écriture. On y parlera également de balance commerciale nette ; il s'agit de la valeur des exportations moins la valeur des importations. Lorsque la balance commerciale nette est négative (resp. positive) on parle de déficit (resp. excédent) commercial.

Le tableau ci-dessous rappelle l'évolution de la balance commerciale nette entre 2011 et 2015.

Tabel 12 Balance commerciale nette, 2011-2015
Milliards d'EUR 2014

	2011	2012	2013	2014	2015
Electricité	-0,14	-0,49	-0,46	-0,65	-0,82
Gaz naturel pour la production électrique	-1,18	-1,30	-1,24	-0,86	-0,89
Total	-1,32	-1,79	-1,70	-1,51	-1,71

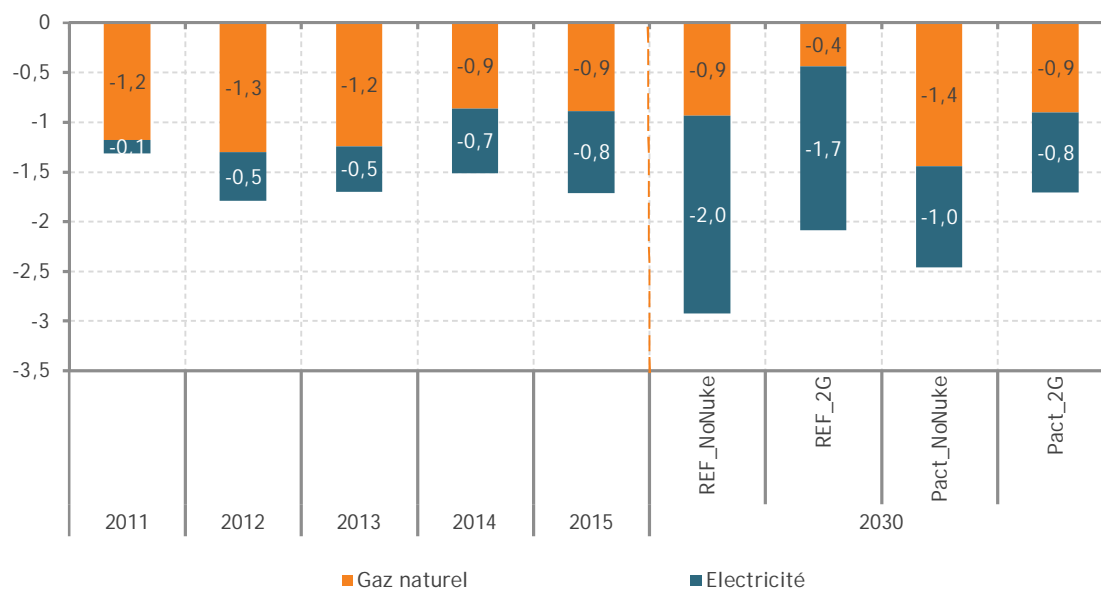
Sources : BNB, Eurostat, SPF Economie, calculs du BFP.

On observe une dégradation de la balance commerciale nette entre 2011 et 2015 : le déficit s'accroît de quelque 0,4 milliards d'euros. Les composantes électricité et gaz naturel enregistrent néanmoins des évolutions opposées. Tandis que la valeur des importations d'électricité augmente significativement (quasiment un facteur 6), les montants relatifs au gaz naturel augmentent d'abord légèrement entre 2011 et 2012 puis diminuent jusqu'à atteindre, en 2015, une valeur inférieure à celle de 2011. En conséquence, les parts relatives de ces deux formes d'énergie dans la balance commerciale nette changent radicalement : de 10% pour l'électricité et 90% pour le gaz naturel en 2011 à 50% chacune en 2015.

a. 100% CCGT

D'autres changements pourront survenir à l'horizon 2030. Ils dépendront de la répartition de l'offre électrique entre production domestique et importations, du mix énergétique pour la production électrique et des prix. Les quatre scénarios décrits précédemment illustrent cette variabilité. Les effets qu'ils induisent sur la balance commerciale sont présentés sur le Graphique 3.

Graphique 3 Evolution de la balance commerciale nette selon le scénario, 100% CCGT, 2011-2015 et 2030
Milliards d'EUR/2014



Sources : BNB, Eurostat, SFP Economie, Crystal Super Grid, calculs du BFP.

En 2030, tous les scénarios à l'exception du scénario *Pact_2G* se caractérisent par une détérioration du déficit commercial par rapport à la période 2011-2015. Le scénario *Pact_2G* présente quant à lui un déficit commercial égal à celui de 2015.

Dans les deux scénarios de référence (*REF_NoNuke* et *REF_2G*), l'accroissement du déficit provient des importations nettes d'électricité tandis que la valeur des importations de gaz naturel pour la production électrique est soit comparable, soit inférieure aux chiffres historiques. Dès lors, la part relative de l'électricité dans la balance commerciale nette augmente encore : de 50% en 2015, elle passe à 68% dans le scénario *REF_NoNuke* et à 79% dans le scénario *REF_2G*. Dans le contexte de référence, la prolongation de 10 ans de 2 GW de capacité nucléaire a pour effet de réduire le déficit commercial de quelque 800 millions d'euros en 2030 répartis de la manière suivante : 500 millions pour le gaz naturel et 300 millions pour l'électricité.

Dans les scénarios du pacte énergétique (*Pact_NoNuke* et *Pact_2G*), les importations nettes d'électricité jouent un rôle moins important dans l'évolution de la balance commerciale. Leur valeur s'échelonne entre 0,8 et 1 milliard d'euros en 2030 (comparé à 0,8 milliard d'euros en 2015). Dans le scénario *Pact_NoNuke*, l'accroissement du déficit est surtout causé par le gaz naturel dont la valeur des importations passe de 0,9 milliard d'euros en 2015 à 1,4 milliards d'euros en 2030. En conséquence, la part relative de l'électricité dans la balance commerciale nette recule quelque peu : de 50% en 2015, elle passe à 41% en 2030. Dans le scénario *Pact_2G*, le déficit commercial présente un niveau et une répartition en 2030 identique à ceux de 2015. Dans le contexte du pacte énergétique, la prolongation de 10 ans de 2 GW de capacité nucléaire a également pour effet de réduire le déficit commercial. La réduction s'élève à quelque 750 millions d'euros en 2030 répartis de la manière suivante : 550 millions pour le gaz naturel et 200 millions pour l'électricité.

RAPPORT

La balance commerciale électrique en 2030 est égale au produit des importations nettes d'électricité et d'un prix moyen des importations. Les importations nettes d'électricité sont décrites dans les chapitres précédents ; elles s'établissent entre 11 et 28 TWh selon le scénario. Le prix moyen des importations électriques est supposé égal au coût marginal de production en Belgique (SMK) ; il s'établit entre 70 et 74 €/MWh dans les quatre scénarios. De manière analogue, la balance commerciale gazière en 2030 est égale au produit des quantités de gaz naturel utilisées pour la production électrique en Belgique et du prix du gaz naturel importé. Les consommations de gaz naturel sont calculées à partir des chiffres de production des centrales CCGT existantes et nouvelles et des rendements de conversion correspondant. Les résultats de ces calculs sont présentés dans le tableau ci-dessous.

Tabel 13 Consommation de gaz naturel par le secteur électrique selon le scénario, 100% CCGT, 2015 et 2030
TWh-PCS

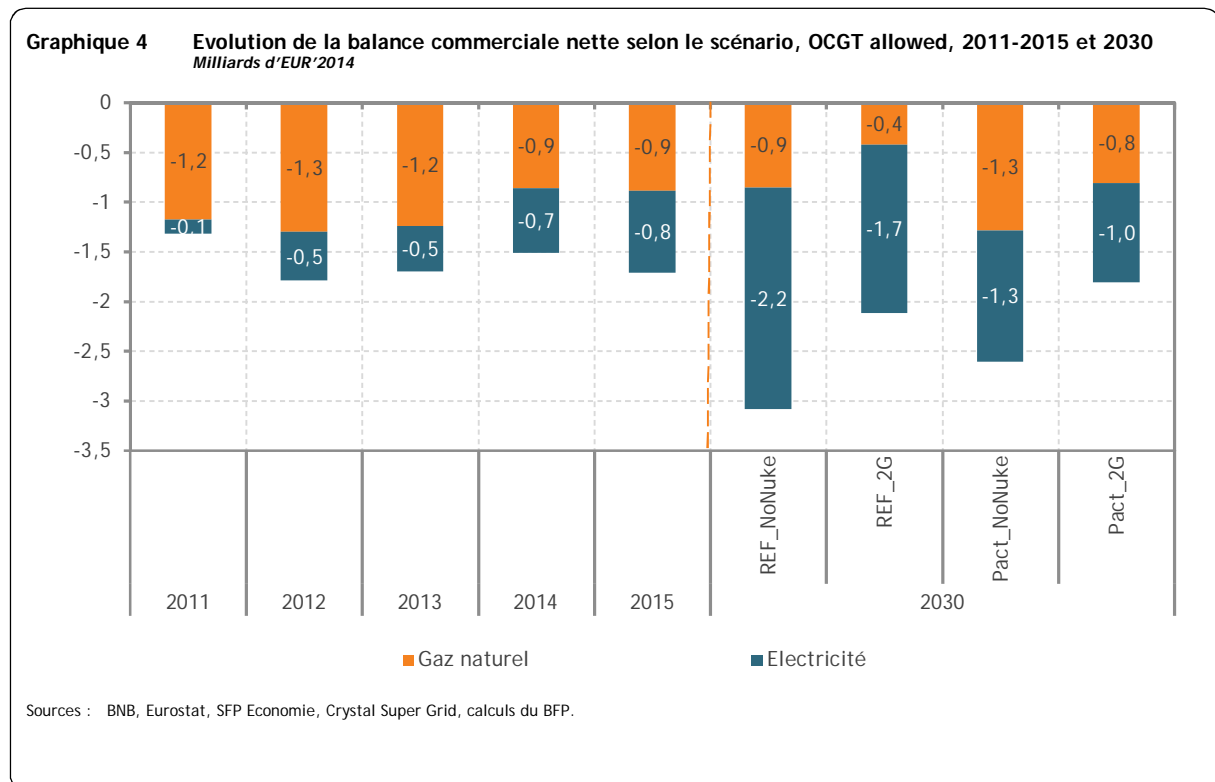
	Observation	REF_NoNuke	REF_2G	Pact_NoNuke	Pact_2G
2015	47,2				
2030		34,6	16,3	53,5	33,6

Sources : Crystal Super Grid, calculs du BFP.

Le prix du gaz naturel importé est posé égal à 7,95 €/GJ-PCI en 2030 dans les quatre scénarios.

b. OCGT allowed

La possibilité d'investir dans des centrales OCGT en sus des centrales CCGT influence l'impact des scénarios sur la balance commerciale présenté dans la section 2.4.3.a. Les effets sur la balance commerciale dans ce cas de figure sont présentés sur le Graphique 4.



Si influence il y a bien, elle ne change pas les conclusions générales décrites dans la section 2.4.3.a. Ce qui change surtout c'est la hauteur du déficit commercial dans les scénarios et plus particulièrement sa

composante électricité. Le scénario *REF_2G* fait exception à cette règle, l'impact sur la balance commerciale est exactement le même que dans le cas où il n'y a pas de OCGT.

Dans le scénario de référence *REF_NoNuke*, le déficit commercial s'accroît en 2030 par rapport à 2015 ; l'accroissement provient toujours des importations nettes d'électricité mais dans une encore plus grande mesure : alors que la balance commerciale électrique affichait un déficit de 2 milliards d'euros dans le cas *100% CCGT*, le déficit passe à 2,2 milliards d'euros dans le cas *OCGT allowed*. En conséquence, la part relative de l'électricité dans la balance commerciale grimpe : 72% dans le cas *OCGT allowed* comparé à 68% dans le cas *100% CCGT*. Dans le contexte de référence et le cas *OCGT allowed*, la prolongation de 10 ans de 2 GW de capacité nucléaire réduit le déficit commercial d'un peu moins de 1 milliard d'euros en 2030 répartis de la manière suivante : 500 millions pour le gaz naturel et 500 millions pour l'électricité.

Dans les scénarios du pacte énergétique (*Pact_NoNuke* et *Pact_2G*), le déficit commercial augmente en 2030 par rapport à 2015. La présence d'investissement et d'une production électrique dans des OCGT accroît ici aussi le déficit issu des importations nettes d'électricité et a contrario diminue quelque peu le déficit relatif aux importations de gaz naturel. Par rapport au cas *100% CCGT*, le déficit 'électrique' se creuse de 0,2 à 0,3 milliard d'euros tandis que le déficit 'gaz naturel' se réduit de 0,1 milliard d'euros. Dans le contexte du pacte énergétique et le cas *OCGT allowed*, la prolongation de 10 ans de 2 GW de capacité nucléaire réduit le déficit commercial de 800 millions d'euros en 2030 répartis de la manière suivante : 500 millions pour le gaz naturel et 300 millions pour l'électricité.

La consommation de gaz naturel par le secteur électrique dans le cas « OCGT allowed » est présentée dans le tableau ci-dessous.

Tabel 14 Consommation de gaz naturel par le secteur électrique selon le scénario, OCGT allowed, 2015 et 2030
TWh-PCS

	Observation	REF_NoNuke	REF_2G	Pact_NoNuke	Pact_2G
2015	47,2				
2030		31,8	15,6	47,7	30,1

Sources : Crystal Super Grid, calculs du BFP.

Les importations nettes d'électricité dans le cas *OCGT allowed* s'échelonnent entre 14 et 30 TWh et le coût marginal de production entre 70 et 75 €/MWh, selon le scénario.

Quelle que soit la décision de prolonger ou non de 10 ans 2 GW de capacité nucléaire, les scénarios étudiés se caractérisent généralement par une détérioration de la balance commerciale en 2030 par rapport à la situation en 2015. La détérioration provient exclusivement des importations d'électricité dans les scénarios de référence tandis que l'approfondissement du déficit vient à la fois des importations d'électricité et de gaz naturel dans les scénarios du pacte énergétique.

La prolongation de 10 ans de 2 GW de capacité nucléaire a pour effet d'atténuer la détérioration de la balance commerciale. La réduction du déficit varie selon le scénario ; elle s'échelonne entre 750 et 900 millions d'euros en 2030.

c. La balance commerciale : une variable macroéconomique sous la loupe

Le solde de la balance courante (dont la balance commerciale est la principale composante) est une variable macroéconomique importante suivie par les instances nationales et internationales. Dans la procédure de déséquilibres macroéconomiques (MIP), l'Union européenne assure un suivi régulier de ce solde. Pour ce faire, elle utilise une moyenne mobile sur 3 ans du solde de la balance courante exprimé en pourcentage du PIB. Pour la Belgique, la moyenne mobile en 2016 s'établit à -0,3% du PIB, largement entre les seuils de +6% et -4% fixés par la procédure, et donc jugée non problématique par l'Union européenne. Le solde de la balance courante en 2016 (dernière année disponible) est de +0,1% du PIB. Dans une version provisoire du rapport pays pour la Belgique, la Commission européenne attribue ce redressement à des gains importants de parts de marché à l'exportation en 2015 et 2016.

Dans les deux groupes de scénarios (*REF* et *PACT*), la balance courante se détériore de maximum 0,2% du PIB en 2030 si le calendrier actuel de sortie du nucléaire n'est pas modifié. Si la Belgique reste caractérisée en 2030 par une balance courante oscillant autour de l'équilibre correspondant aux fondamentaux de l'économie, sa situation au regard de la MIP ne sera pas modifiée.

3. Werkgelegenheid

Het tweede deel van dit rapport betreft de werkgelegenheid. In samenspraak met de opdrachtgever werd beslist om dit te belichten onder de vorm van een aantal kwalitatieve aandachtspunten. In de mate van het mogelijke wordt een kwantitatieve aanvulling voorzien op basis van beschikbare cijfers en bestaande studies.

3.1. Inleiding

Om te bepalen wat de werkgelegenheid is in de sector van de elektriciteitsproductie is een eerste vereiste het gebied duidelijk af te bakenen en te definiëren wat men verstaat onder de sector van de elektriciteitsproductie. Naargelang de definitie bekomt men immers een vork van [7000, 16000] werknemers.

3.2. Definitie

Op basis van data afkomstig van de Rijksdienst voor Sociale Zekerheid (RSZ) waren er in 2014 (laatst beschikbare statistieken) ongeveer 6900 personen tewerkgesteld in NACE 35110 ('*Productie van elektriciteit*'). Wanneer de sectordefinitie wordt verbreed en meer bedrijfstakken worden opgenomen, met name NACE 35110, 35120, 35130, 35140 die het transport, de distributie en de handel in elektriciteit dekken, belooft de totale werkgelegenheid 16080 werknemers. In de totale branche NACE 35 ('*Productie en distributie van elektriciteit, gas, stoom en gekoelde lucht*') bedroeg de werkgelegenheid in 2014 ongeveer 19200 personen (Instituut voor de Nationale Rekeningen).

3.3. Per technologie

Wanneer men vervolgens wil bepalen hoeveel werknemers elke filière of technologie aanlevert, ontbreekt het aan statistieken om zich op te baseren. De moeilijkheid bestaat er immers in om het personeelsbestand van bestaande organisaties (ENGIE, EdF Luminus, etc) te gaan opdelen en toewijzen aan één welbepaalde technologie. Een voorbeeld verduidelijkt.

In de tradingzaal van ENGIE werkt een handelaar in elektriciteit. Deze handelaar (ver)koopt elektriciteit (aan). Deze elektriciteit kan door ENGIE op internationale beurzen aangekocht worden om weer door te verkopen omdat dat op dat moment het meest interessant is vanuit economisch oogpunt, maar kan evengoed zelf opgewekte stroom betreffen. Deze zelf opgewekte stroom wordt geproduceerd door ENGIE's windturbines, aardgascentrales, zonneparken, kernreactoren, ... In welke categorie dient deze trader ondergebracht te worden als we werkgelegenheid per technologie gaan beschouwen? Of iemand die Regulatory Affairs onder zijn hoede heeft?

Box 4 Analyse van werkgelegenheid

Het is belangrijk aan te stippen dat de cijfers die hieronder geciteerd worden hoogstens een partieel effect op de tewerkstelling in de bedrijfstak weergeven. Het betreft hier dus geen globale impact op de werkgelegenheid in België in 2030. Dat onderscheid is niet triviaal gezien op lange termijn (2030) verondersteld kan worden dat de evolutie van de werkgelegenheid eerder door het arbeidsaanbod dan door vraagmechanismen bepaald zal worden.

3.3.1. PWC

Op zijn best is de indeling van werkgelegenheid per technologie dan ook een approximatieve oefening. Een rapport van PWC (2012) in opdracht van het Nucleair Forum waagt zich evenwel aan een ruwe inschatting van het aantal personeelsleden die zich in de sector van de nucleaire elektriciteitsproductie zouden bevinden. Deze schatting bedraagt 1942 mensen. Indien dit cijfer correct en actueel is, betekent dit dat er ongeveer 5000 mensen in de enge definitie van de elektriciteitsproductie werkzaam zijn (gascentrales, windmolenparken, ...).

3.3.2. FPB

a. Multiplicatoren

Enkele jaren geleden publiceerde het Federaal Planbureau (Devogelaer, 2013) een studie rond de werkgelegenheidscreatie door de verschillende elektriciteitsproductietechnologieën in het kader van de 100% hernieuwbare-energie-tegen-2050-studie. Ook energie-efficiëntie kwam daarbij aan bod. Een berekeningsmethode gebaseerd op multiplicatoren uitgedrukt in aantal voltijds equivalenten per geproduceerde GWh of per GWh bespaard werd daarbij toegepast. Deze multiplicatoren zijn gebaseerd op een Amerikaanse meta-analyse (Wei et al., 2010) waarin de totale persoonsjaren over de levensduur van een centrale worden berekend. Voor kernenergie was dat 0.14 per GWh geproduceerd, voor aardgas 0.11; 0.17 voor wind en 0.87 voor zon PV. Hernieuwbare energiebronnen hebben dus een hogere arbeidsintensiteit dan fossiel en nucleair.

Uiteraard dient rekening gehouden te worden met het feit dat dit het totaal aantal gecreëerde jobs betreft overheen de volledige waardecreatieketen. Een aantal van deze jobs zullen dus, wanneer men technologieën in België bouwt, in het buitenland gesitueerd zijn. Aangezien België niet langer een producent van zonnepanelen en windturbines is, zal bij een grootschalige ontwikkeling van hernieuwbare energie een verhoogde invoer van zonnepanelen en windturbines nodig zijn. Extra jobs worden daarbij gecreëerd in die landen die succesvol weten te exporteren omwille van lagere loonkosten en/of grotere afzetmarkten (schaalvoordelen). Maar het is ontegensprekelijk zo dat belangrijke onderdelen van de hernieuwbare waardecreatieketting lokaal verankerd zijn. Te denken valt aan de installatie en het onderhoud van de panelen, de turbines, de certificatie bij invoer, bij productie, de monitoring, de afbraak en recyclage, maar ook de isolatie, de renovatie, de installatie van warmtepompen, van driedubbel- en seizoensglas, ...

b. Input/output

Daarnaast heeft het Federaal Planbureau in de CBA-studie (Devogelaer en Gusbin, 2017a) de creatie van jobs bij de constructie van één nieuwe STEG-centrale op Belgische bodem berekend. Hiertoe werd gebruik gemaakt van de input/outputmethodologie. In het kader van het INR worden binnen het Federaal Planbureau input/outputtabellen opgemaakt waarbij linken tussen verschillende sectoren in de Belgische economie worden blootgelegd. Op basis van sectorinterviews werd ontrafeld hoe een investering in een gascentrale gealloceerd kan worden naar verschillende componenten: er wordt maw nagegaan naar welke verschillende benodigde producten, diensten en sectoren de investering vloeit. Vervolgens wordt op basis van historische gegevens het investeringslek geschat. Het investeringslek is het deel van de oorspronkelijke investering dat wegvloeit uit de Belgische economie naar het buitenland. Zo zal een gascentrale besteld bij Siemens voor een deel de Duitse (en niet de Belgische) economie ten goede komen. Onderdeel per onderdeel werd die oefening gemaakt. Eenmaal deze dissectie bekomen, werd aan de hand van werkgelegenheidsmultiplicatoren becijferd wat de impact op de Belgische werkgelegenheid zou zijn van een investering in één STEG-centrale ter waarde van 400 miljoen euro. Volgens de berekeningen van het Federaal Planbureau komt een dergelijke investering overeen met een investeringsschok in de Belgische economie ten belope van 220 miljoen euro, met andere woorden: het investeringslek bedraagt 45%. Een dergelijke investeringsschok werd dan toegewezen aan de verschillende toeleverende sectoren en subsectoren, waardoor de sectorale jobimpact berekend kon worden. Gesommeerd levert dat 1900 directe en indirecte jobs op.

Box 5 Het cijfer 1900

*) is de som van de directe en indirecte werkgelegenheid bij de bouw van één STEG-centrale in België. Directe werkgelegenheid staat voor jobs in de sectoren zelf vb. turbinefabricatie, het maken van kabels, etc. Indirecte werkgelegenheid is de werkgelegenheid bij toeleveranciers van de verschillende geïmpliceerde sectoren, vb. ijzer, koper, etc. Naast directe en indirecte jobs zijn er ook afgeleide jobs: dat zijn de jobs die ontstaan door de creatie van additioneel beschikbaar inkomen van de directe en indirecte werknemers. Dat beschikbaar inkomen gaat op haar beurt (partieel) besteed worden in de Belgische economie (aankoop van voedingsmiddelen, bioscoopbezoek, etc). De afgeleide jobs zijn evenwel niet vervat in de 1900 gecreëerde jobs.

*) zijn de jobs die ingeschat worden voor de aanbesteding van een STEG-centrale (engineering, bouw, commissioning, etc), niet voor het uitbaten van de centrale zelf. Het uitbaten van de centrale behoeft ongeveer 30 personen. Bij inspectie en revisies is het mogelijk dat een honderdtal mensen op de site werkzaam zijn gedurende 4 tot 5 weken. Het overgrote deel daarvan zijn lokale arbeiders (Fabricom, bewaking, etc).

3.4. Enkele bedenkingen

In feite is de creatie van werkgelegenheid een onderwerp dat moeilijk te rechtvaardigen valt in de discussie om kerncentrales al dan niet een operationele werkingsduurverlenging toe te kennen. Hoewel erg belangrijk zijn er een aantal redenen die onderbouwen waarom werkgelegenheid eigenlijk een tweederangsargument is in dit debat. Ze worden hieronder opgesomd:

- 1) Wanneer we de nucleaire phase-out honoreren, zal een groot deel van het actief blijvend nodig zijn voor de ontmanteling en veilige decommissioning van de reactoren. Het is niet zo dat als beslist wordt om de industriële elektriciteitsproductie van een reactor te stoppen er een schakelaar kan uitgeknipt worden en het volledige personeelsbestand kan vertrekken. De voornaamste technische operaties nodig voor een veilige uitdoving zijn de afbraak van de apparatuur, de sanering van de lokalen en de bodem, de afbraak van de bouwkundige structuren, de behandeling, de verpakking en de afvoer van de radioactieve en niet-radioactieve afvalstoffen. Het hele decommissioningproces van nucleair behoeft dus heel wat werknemers met expertise en know-how om de phase-out conform alle veiligheidsvoorschriften en met de grootst mogelijke zorg te laten doorgaan. Electrabel schat zelf²⁵, op basis van de ervaringen van de groep in het buitenland, dat de ontmanteling van de nucleaire centrales tussen 1200 en 1400 personen in dienst kan stellen gedurende 10 à 15 jaar. Dat cijfer houdt evenwel geen rekening met de werkgelegenheid gecreëerd door de behandeling van het nucleair afval door Niras, de Nationale Instelling voor Radioactief Afval en verrijkte Splijtstoffen. Op de website van het Nucleair Forum (geraadpleegd op 8 januari 2018) staat te lezen:

"De huidige wetgeving stelt dat de kerncentrales tussen 2022 en 2025 moeten stoppen met elektriciteit te produceren. Dat betekent echter niet dat de activiteiten of de tewerkstelling in de centrales worden stopgezet, integendeel. Na de sluiting van de centrales is de Belgische expertise nog steeds nodig om de ontmanteling en de afbraak te begeleiden. Beide operaties lopen over een periode van vijftien tot twintig jaar per centrale en bieden werkzekerheid voor honderden personen."

- 2) Net daarin ligt een opportuniteit om werkgelegenheid te creëren: mensen opleiden en vormen om dit te doen, deze uitfasering te begeleiden en tot een goed einde brengen, dat zijn kerncompetenties die ook over de grenzen fel bevraagd zullen worden in de toekomst bij nucleaire phase-outs in andere landen/continenten.

- 3) Zoals ook blijkt uit Devogelaer (2013) zijn de arbeidsintensiteiten bij hernieuwbare energiebronnen significant hoger dan bij fossiele en nucleaire energietechnologieën. Bijkomende jobs in hernieuwbare energie kunnen dus potentieel eventuele verliezen in nucleair (deels) compenseren.

- 4) Een ander element dat niet uit het oog mag verloren worden: het groeiend aantal jobs bij de transportnetbeheerder Elia. Gegeven de uitdagingen van het veranderend elektriciteitslandschap en het feit dat in- en uitvoerstromen verwacht worden sterk toe te nemen (Federaal Planbureau, 2015; Federaal Planbureau, 2017; Elia, 2017) is het logisch dat het personeelseffectief bij de nationale transportnetbeheerder fors uitbreidt. Op 7 februari 2018 werd door Elia volgend persbericht verspreid:

"We are currently looking for around 60 new employees. Most of our vacancies are for employees with technical profiles, but we also have positions for employees with other specialisms, like business analysts, program managers and customer relations advisers."

- 5) Ook dient aangestipt dat het voor de derde keer herzien van de wettelijk bepaalde phase-outkalender regulatoire en dus investeringsonzekerheid creëert. Terugkomen op gemaakte beslissingen

²⁵ La Libre, *Sortie du nucléaire en 2025 : Comment démêler le vrai du faux ? 6 affirmations passées au crible par les experts*, 23 december 2017.

heeft onvermijdelijk prijseffecten op de markt. Deze prijseffecten kunnen ervoor zorgen dat er minder jobcreatie is in andere industriële sectoren dan de elektriciteitssector.

Bibliografie

- CREG (2016), *The price spikes observed on the Belgian day-ahead spot exchange Belpex on 22 September and 16 October 2015*, Study (F)160324-CDC-1520, March.
- Devogelaer D. (2013), *Walking the green mile in Employment, Employment projections for a green future*, Federaal Planbureau, Working Paper 7-13.
- Devogelaer D. (2017), *Increasing interconnections: to build or not to build, that is (one of) the question(s)*, Federaal Planbureau, Rapport, September.
- Devogelaer D. en D. Gusbin (2017a), *Cost-benefit analysis of a selection of policy scenarios on an adequate future Belgian power system, Economic insights on different capacity portfolio and import scenarios*, Federaal Planbureau, Rapport, Februari.
- Devogelaer D. en D. Gusbin (2017b), *Het Belgische energielandschap tegen 2050, Een projectie bij ongewijzigd beleid*, Federaal Planbureau, Vooruitzichten, Oktober.
- Elia (2017), *Electricity scenarios for Belgium towards 2050*, November.
- Europese Commissie (2016), *Commission Staff Working Document Impact Assessment Accompanying the document Proposal for a Directive of the European Parliament and of the Council on the promotion of the use of energy from renewable sources (recast)*, Brussels, SWD/2016/0418 final - 2016/0382 (COD).
- Rüdinger A., Colombier M., Berghmans N., Criqui P. et Ph. Menanteau (2017), *La transition du système électrique français à l'horizon 2030, Une analyse exploratoire des enjeux et des trajectoires*, Iddri, Studies n°05/17.
- Wei M., Patadia S. and D.M. Kammen (2010), *Putting renewables and energy efficiency to work: How many jobs can the clean energy industry generate in the US?*, Energy Policy 38, pp. 919-931.