

Wat bepaalt de groothandelsprijzen voor elektriciteit in een kleine, open economie?

Lessen uit de nucleaire heropstart in België

Oktober 2016

Danielle Devogelaer, dd@plan.be - Benoît Laine, bl@plan.be

Federaal Planbureau

Het Federaal Planbureau (FPB) is een instelling van openbaar nut.

Het FPB voert beleidsrelevant onderzoek uit op economisch, sociaal-economisch vlak en op het vlak van leefmilieu. Hiertoe verzamelt en analyseert het FPB gegevens, onderzoekt het aanneembare toekomstscenario's, identificeert het alternatieven, beoordeelt het de gevolgen van beleidsbeslissingen en formuleert het voorstellen.

Het stelt zijn wetenschappelijke expertise onder meer ter beschikking van de regering, het Parlement, de sociale gesprekspartners, nationale en internationale instellingen. Het FPB publiceert de resultaten van zijn studies, probeert die zo ruim mogelijk te verspreiden 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

Publicaties

Terugkerende publicaties:

Vooruitzichten

Planning Papers (laatste nummer):

Het doel van de "Planning Papers" is de analyse- en onderzoekswerkzaamheden van het Federaal Planbureau te verspreiden.

115 De administratieve lasten in België voor het jaar 2014
Chantal Kegels, Dirk Verwerft - Februari 2016

Working Papers (laatste nummer):

8-16 Demande de transport et capacité du réseau ferroviaire belge
Dominique Gusbin, Bruno Hoornaert - September 2016

Overname wordt toegestaan, behalve voor handelsdoeleinden, mits bronvermelding.

Verantwoordelijke uitgever: Philippe Donnay

Wettelijk Depot: D/2016/7433/29

Federaal Planbureau

Kunstlaan 47-49, 1000 Brussel

tel.: +32-2-5077311

fax: +32-2-5077373

e-mail: contact@plan.be<http://www.plan.be>

Wat bepaalt de groothandelsprijzen voor elektriciteit in een kleine, open economie?

Lessen uit de nucleaire heropstart in België

Oktober 2016

Danielle Devogelaer, dd@plan.be - Benoît Laine, bl@plan.be

Abstract - Deze paper onderzoekt de impact van de sluiting en sequentiële heropstart van enkele kerncentrales op de groothandelsprijzen voor elektriciteit op de Belgische elektriciteitsbeurs met behulp van een duale methode. In de eerste benadering worden publieke hoge-frequentiemarktgegevens gebruikt om een robuust statistisch model te ontwikkelen dat wordt ingezet om het effect te onderzoeken van variaties in nucleaire elektriciteitsopwekking op de groothandelsprijzen. Het kwantificeren van dit fenomeen, ook het merit-order effect genoemd, met behulp van econometrische methodes komt neer op een geschatte prijsdaling van gemiddeld ongeveer 10 €/MWh per jaar voor een nucleaire capaciteitsverhoging van 2,5 GW. Het belang en de impact van de openheid van de Belgische markt en haar sterke afhankelijkheid van grensoverschrijdende energie-uitwisselingen komt daarbij duidelijk naar voren. Naast deze empirische benadering wordt het optimalisatie-instrument *Crystal Super Grid* gebruikt om de impact te becijferen van de herwonnen beschikbaarheid van kernreactoren op tal van indicatoren die het Belgische en Europese elektriciteitslandschap kenmerken. Er is een positief effect merkbaar op de algemene welvaart, het consumentensurplus en de CO₂-emissies. Voor de prijzen bevestigt deze analyse het negatieve merit-order effect dat gemiddeld 3,8 €/MWh over een jaar zou bedragen. Volgens deze analyse kunnen evenwel tijdelijke uurverschillen van 30 €/MWh optreden. De paper beschrijft vervolgens de mogelijke oorzaken van de verschillen tussen de twee benaderingen.

Onze bevindingen hebben belangrijke beleidsimplicaties omdat ze aantonen dat er rekening moet worden gehouden met de neerwaartse impact van een verlengde nucleaire elektriciteitsopwekking op

de groothandelsprijzen voor elektriciteit bij het herzien van (de kalender in) de wet op de kernuitstap aangezien deze de noodzakelijke overschakeling naar een koolstofarme economie kan vertragen.

Jel Classification - C51, L94, Q41

Keywords - Energiemodellering, nucleaire phase-out, elektriciteitsgroothandelsmarkten, energietransitie

Acknowledgements - De auteurs bedanken zowel de deelnemers van de 35^e editie van de International Energy Workshop (IEW) dat plaatsvond van 1 tem 3 juni 2016 in Cork (Ierland) als de deelnemers van de SAEE-conferentie dat van 23 tot 24 augustus 2016 in Luleå (Zweden) werd georganiseerd. Voorlopige resultaten van dit onderzoek werden daar voorgesteld. De pertinente opmerkingen en suggesties die ze op beide internationale conferenties ontvingen, hebben op een significante manier bijgedragen tot de finale versie van de paper. Resultaten, interpretatie en conclusies die in deze paper worden uitgedrukt (inclusief mogelijk resterende fouten) vallen echter onder de unieke verantwoordelijkheid van de auteurs.

Inhoudstafel

Synthese.....	1
Synthèse.....	3
Executive summary	5
1. Introductie	6
1.1. De Belgische context	6
1.2. Literatuur	8
1.3. Structuur van de paper	8
2. De empirische top-downbenadering.....	9
2.1. Een relevant empirisch ‘merit-ordercurve’-model voor België	9
2.2. Ramen van de impact	13
2.3. Bijkomende overwegingen	14
2.4. Empirische resultaten	16
2.4.1. Modelraming	16
2.4.2. Verdere verbeteringen	18
2.4.3. Impactbeoordeling	20
3. De bottom-up optimalisatiebenadering	22
3.1. Een economisch toewijzingsmodel voor België	22
3.2. Optimalisatieresultaten	23
4. Vergelijking tussen de twee benaderingen	26
5. Conclusie	27
6. Referenties.....	28

Lijst van tabellen

Tabel 1	Nucleair park in België.....	6
Tabel 2	In-sample goodness-of-fitmaatstaven (MAE en RMSE in €/MWh)	17
Tabel 3	Out-of-sampleresultaten (MAE en RMSE in €/MWh)	17
Tabel 4	In-sample goodness-of-fitmaatstaven (MAE en RMSE in €/MWh)	19
Tabel 5	Out-of-sampleprestatie (MAE en RMSE in €/MWh).....	20
Tabel 6	Resultaten van het scenario: Impact op de spotprijzen (€/MWh).....	21

Lijst van figuren

Figuur 1	Belgian Power Base Load Futures, Cal17.....	7
Figuur 2	Aandeel van nucleaire elektriciteit en invoer in de totale netbelasting.....	7
Figuur 3	Overzicht van de marktvariabelen en prijsbepalende factoren, uurdata (in oranje: weekgemiddelden)	12
Figuur 4	Effect van de aanpassingen in de MOC-definitie, nov. 2015 (blauw) vs feb. 2016 (oranje), wekdagen	13
Figuur 5	Correlatie nucleaire productie en netto-invoer.....	14
Figuur 6	Seizoensgebonden veranderingen in invoerbronnen en -gedrag.....	15
Figuur 7	Volledige dataset, zonder en met interconnectiestromen	17
Figuur 8	Winter- vs. zomerstelsel	19
Figuur 9	Resultaten voor scenario 1	21
Figuur 10	Resultaten voor scenario 2	21

Synthese

De huidige groothandelsprijzen voor elektriciteit zorgen voor heel wat onrust op de Europese elektriciteitsmarkten. Te lage prijzen die te wijten zijn aan uiteenlopende factoren zoals de economische vertraging, subsidies voor elektriciteitsopwekking uit variabele energiebronnen, vrij succesvolle maatregelen op het vlak van energie-efficiëntie, lage koolstofprijzen, enz. leiden tot rendabiliteitsproblemen voor de traditionele energieproducenten. In deze paper bestuderen we een andere mogelijke bron van neerwaartse druk op de elektriciteitsprijzen, namelijk de variatie in de nucleaire elektriciteitsproductie.

Aangezien nucleaire elektriciteit wordt geproduceerd tegen relatief lage marginale kosten doen variaties in de nucleaire productie het relevante deel van de geaggregeerde aanbodcurve heen en weer verschuiven (net zoals de wisselende productie van hernieuwbare energie dat doet). Om een goed beeld te krijgen van de omvang van de prijsimpact die deze bewegingen veroorzaken, is het noodzakelijk om een 'merit-order'-curve voor de Belgische markt op te stellen. Daarbij moet rekening worden gehouden met de grensoverschrijdende energie-uitwisselingen om de specifieke eigenheden van de Belgische markt correct weer te geven. De grote interconnectiecapaciteit van de Belgische markt en haar sterke afhankelijkheid van ingevoerde elektriciteit hebben een grote invloed op de vorm van de 'merit-order'-curve en de variaties ervan in de tijd. In dat opzicht verschilt de analyse voor een kleine, maar vrij open markt zoals de Belgische van andere studies die toegespitst zijn op grote elektriciteitsmarkten die minder afhankelijk zijn van invoer zoals de Duitse. In het model worden bovendien bijkomende complicaties ingevoerd, evenals extra bronnen van ongecontroleerde variatie in de resultaten.

In feite kan een 'merit-order'-curve op twee manieren worden opgesteld: via een top-down empirische benadering of via een bottom-up optimalisatiebenadering. Aangezien de equipe Energie van het Federaal Planbureau beschikt over de expertise en de instrumenten om beide methodes toe te passen, werd beslist om beide analyses uit te voeren en te werken met een duale methodologie. Nadien worden de resultaten vergeleken en de verschillen toegelicht.

In de eerste benadering worden publieke hoge-frequentiemarktgegevens gebruikt om een stabiel en robuust statistisch model te specificeren dat vraag en prijs aan elkaar koppelt. Dit model wordt vervolgens ingezet om het effect te onderzoeken van variaties in nucleaire elektriciteitsopwekking op de marktprijzresultaten. Het kwantificeren van dit fenomeen met behulp van econometrische methodes komt neer op een geschatte prijsdaling van gemiddeld ongeveer 10 €/MWh over een jaar voor een nucleaire capaciteitsverhoging van 2,5 GW.

De tweede benadering bestaat erin een scenarioanalyse uit te voeren met het optimalisatie-instrument *Crystal Super Grid* op basis van gedetailleerde data over de elektriciteitscentrales en het netwerk. De analyse bevestigt het negatieve merit-ordereffect voor dezelfde capaciteitsverandering die gemiddeld 3,8 €/MWh over een jaar zou bedragen. Er worden evenwel tijdelijke uurverschillen van 30 €/MWh genoteerd. Naast prijzen kan dit optimalisatie-instrument ook gebruikt worden om de impact te becijferen van de beschikbaarheid van kernreactoren op andere indicatoren die het Belgische en Europese elektriciteitslandschap kenmerken. Zo is er een positief effect merkbaar op de algemene welvaart, het consumentensurplus en de CO₂-emissies.

Onze bevindingen hebben belangrijke beleidsimplicaties omdat ze aantonen dat er rekening moet worden gehouden met de neerwaartse impact van een verlengde nucleaire elektriciteitsopwekking op de groothandelsprijzen voor elektriciteit bij het herzien van (de kalender in) de wet op de kernuitstap aangezien deze de noodzakelijke overschakeling naar een koolstofarme economie kan vertragen. Vanuit een meer technisch oogpunt maken de verschillen in de resultaten van de twee beschouwde analyses de weg vrij voor verder onderzoek om een beter begrip van de prijsmechanismen te krijgen die spelen op de Belgische elektriciteitsmarkt.

Synthèse

Les prix de gros de l'électricité perturbent aujourd'hui les marchés européens de l'électricité. La faiblesse des prix, qui s'explique par de nombreux facteurs, aussi divers que le ralentissement économique, le subventionnement des technologies de production variable, des initiatives plutôt réussies en matière d'efficacité énergétique, les prix bas du carbone, etc., met à mal la rentabilité des producteurs d'électricité traditionnels. Dans cette étude, nous examinons une autre source potentielle de pressions à la baisse sur les prix de l'électricité, à savoir les variations dans la production d'électricité nucléaire.

L'électricité d'origine nucléaire étant produite à un coût marginal relativement faible, les variations de production nucléaire tendent à induire des glissements de la partie supérieure de la courbe de demande agrégée (à l'instar des variations de production d'énergies renouvelables, dont le coût marginal est proche de zéro). Pour bien cerner l'importance des effets de ces glissements sur les prix, il est nécessaire de construire une courbe de mérite ('merit-order') pour le marché belge. Dans cet exercice, il est essentiel de prendre en considération les échanges transfrontaliers d'énergie afin de rendre compte correctement des spécificités du marché belge. Ses grandes capacités d'interconnexion et sa forte dépendance aux importations d'électricité influencent sensiblement la forme de la courbe de mérite ainsi que son évolution dans le temps. À cet égard, l'analyse réalisée pour un marché de petite taille mais plutôt ouvert comme celui de la Belgique se différencie d'autres ciblées sur de grands marchés de l'électricité, peu dépendants des importations, comme l'Allemagne. En effet, la modélisation est ici plus complexe et les sources non contrôlées de variation des résultats plus nombreuses.

Fondamentalement, deux approches peuvent être envisagées pour construire la courbe, l'approche top-down empirique et l'approche bottom-up d'optimisation. Puisque l'équipe Énergie du Bureau fédéral du Plan disposait de l'expertise et des instruments pour appliquer les deux approches, elle a fait le choix d'une double méthodologie et a donc mené les deux analyses. Les résultats ont ensuite été comparés et les différences expliquées.

La première approche est fondée sur la spécification d'un modèle statistique robuste et stable qui lie les prix à la demande, estimé au moyen de données publiques de marché observées à haute fréquence. Le modèle est ensuite exploité pour analyser les effets des variations de production d'électricité nucléaire sur les résultats en termes de prix du marché. La quantification de ce phénomène par le biais de méthodes économétriques a révélé une baisse de prix moyenne estimée à 10 €/MWh environ sur une année pour une augmentation de capacité nucléaire de 2,5 GW.

Quant à la deuxième approche, elle est fondée sur une analyse de scénarios au moyen de l'instrument d'optimisation *Crystal Super Grid* et sur la base de données de spécification détaillées sur les centrales électriques et les réseaux haute tension en Europe. Cette analyse confirme l'effet négatif sur les prix pour une même variation de capacité, qui est calculée à 3,8 €/MWh en moyenne sur une année. Toutefois, des pics horaires sont observés avec des valeurs d'impact jusque 30 €/MWh. Outre les effets sur les prix, cet instrument d'optimisation peut aussi être utilisé pour calculer l'impact de la disponibilité renouvelée des réacteurs nucléaires sur d'autres indicateurs du paysage électrique belge et européen. À titre

d'exemples, on observe des effets positifs sur le niveau du bien-être général, la rente du consommateur et les émissions de CO₂.

Nos constatations ont des implications importantes pour les politiques à mener. En effet, elles mettent en lumière la nécessité de tenir compte des pressions à la baisse exercées par une production prolongée d'électricité nucléaire sur les prix de gros de l'électricité au cas où l'on envisagerait de revoir (le calendrier de) la loi sur la sortie du nucléaire. Ces effets sont de nature à retarder la transition énergétique obligatoire vers une économie pauvre en carbone. D'un point de vue plus technique, les différences de résultats entre les deux approches retenues ouvrent la voie à de nouvelles recherches qui nous permettront de mieux comprendre les mécanismes de formation des prix sur le marché belge de l'électricité.

Executive summary

Wholesale power prices nowadays are creating havoc in the European electricity markets. Depressed prices caused by numerous features as diverse as the economic downturn, subsidies granted to variable production technologies, rather successful energy efficiency initiatives, low carbon prices,... together bring about profitability problems for conventional power producers. In this paper, we study another potential source of downward influence on power prices, being the variation in nuclear power generation.

As nuclear electricity comes at relatively low marginal cost, output variations from nuclear reactors tend to shift the relevant part of the aggregated supply curve back and forth (just as output variations from variable renewable energy sources do). In order to get a good grasp of the magnitude of the price impact these movements are inducing, it is necessary to build a merit-order curve for the Belgian market. In doing so, taking cross-border energy exchanges into account is paramount to correctly address the specificities of the Belgian market. Large interconnection capacities and strong reliance on electricity imports do have a significant influence on the shape of the merit-order curve and its variations in time. In this respect, the analysis for a small and rather open market such as the Belgian one diverges from other studies focusing on large electricity markets with little reliance on imports like Germany. Additional complications in the modelling effort are introduced as well as additional sources of uncontrolled variation in the outcomes.

Basically, designing a merit-order curve can be done in two ways: a top-down empirical or a bottom-up optimisation approach. Since the expertise and the instruments to execute both methods reside within the Energy team of the Federal Planning Bureau, it was decided to carry out both analyses and therefore work with a dual methodology. Afterwards, results are compared and differences explained.

In the first approach, publicly available high frequency market data is used to specify a stable, robust statistical model linking prices and demand. This model is subsequently deployed to investigate the effect of nuclear power generation variations on market price outcomes. Quantifying this phenomenon with the aid of econometric methods translates into an estimated price decrease of around 10 €/MWh on average over a year for a nuclear capacity hike of 2.5 GW.

The second approach consists in performing a scenario analysis with the optimisation tool *Crystal Super Grid* using detailed power plant and grid specification data. This analysis confirms the negative merit-order effect for the same capacity change which is calculated to equal, on average over a year, 3.8 €/MWh. Nevertheless, temporary hourly excesses of 30 €/MWh can occur. Next to prices, this optimal dispatch instrument can also be used to calculate the impact of the resumed availability of the nuclear reactors on other indicators characterising the Belgian and European power landscape. A positive effect on overall welfare, consumer surplus and CO₂ emissions can be noticed.

Our findings have important policy implications as they demonstrate the need to take the downward influence of prolonged nuclear power generation on wholesale power prices into consideration when revising the (timetable in the) nuclear phase-out law, since it may have a delaying effect on the compulsory energy transition towards a low-carbon economy. On a more technical side, differences in the results stemming from the two approaches considered here also pave the way for further research that will augment our understanding of the pricing mechanisms on the Belgian power market.

1. Introductie

1.1. De Belgische context

België beschikt over zeven kerneenheden die gelokaliseerd zijn op twee sites, Doel en Tihange. In Doel zijn er vier reactoren operationeel, D1, D2, D3 en D4, in Tihange drie, T1, T2 en T3 (zie tabel 1). In 2015 waren de oudste centrales (T1, D1 en D2) veertig jaar oud (indienstneming in 1975) en vielen ze dus onder de wet op de kernuitstap. In 2003 heeft het Belgisch federaal Parlement een wet aangenomen die voorziet in een programma voor de uitstap uit kernenergie over de periode 2015-2025 om geleidelijk alle kernreactoren te sluiten wanneer ze 40 jaar oud zijn. In 2013 werd die wet herzien en werd de operationele werkingsduur van T1 met tien jaar verlengd (in het kader van het zogenaamde plan-Wathelet¹). In februari 2015 is het herziene programma in werking getreden en werd de eerste kernreactor (D1) gesloten. Daaraan voorafgaand – in de zomer van 2012² – werden de activiteiten in twee kernreactoren (D3 en T2) nogal abrupt stilgelegd nadat tijdens een inspectie kleine waterstofvlokken in de reactorvaten werden ontdekt. De gelijktijdige stillegging van de drie kernreactoren in 2015 had een grote weerslag op de Belgische groothandelsmarkt en leidde tot een grotere elektriciteitsproductie uit andere energiebronnen en een aanzienlijke stijging van de netto elektriciteitsinvoer (tot 27 % van het residueel verbruik). Door onder meer een herziening van de (reeds herziene) wet op de kernuitstap³ werden de drie kernreactoren begin 2016 heropgestart en kon het Belgisch elektriciteitsproductiepark opnieuw rekenen op een nucleaire productiecapaciteit van 5926 MW.

Tabel 1 Nucleair park in België

Kerncentrale	Reactor	Reactorgrootte (MW)	Jaar van indienstneming	Leeftijd in 2015
Doel	Doel 1	433	1975	40
	Doel 2	433	1975	40
	Doel 3	1006	1982	33
	Doel 4	1038	1985	30
Tihange	Tihange 1	962	1975	40
	Tihange 2	1008	1983	32
	Tihange 3	1046	1985	30
Totaal	7 reactoren	5926		

Bron: ENTSO-E (2016), Nuclear Forum (2016).

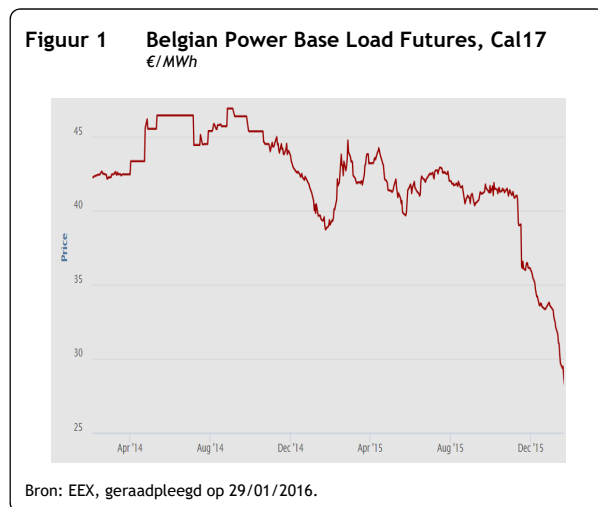
Ondertussen waren er veel prijsschommelingen op de groothandelsmarkten voor elektriciteit. Een daarvan was de duidelijke prijsdaling die kon vastgesteld worden op het ogenblik dat de heropstart

¹ In de zomer van 2013 keurde de federale regering een (tweede) plan voor de kernuitstap goed. Dit 'plan-Wathelet' (genoemd naar de voormalige staatssecretaris voor Energie M. Wathelet) omvat niet alleen het tijdschema voor de sluiting van de verschillende kernreactoren, maar ook maatregelen om met het ontstane gebrek aan controleerbare capaciteit om te gaan.

² Op 2 juni 2012 werd kernreactor D3 stilgelegd voor een tienjaarlijkse inspectie. Tijdens deze inspectie werden foutindicaties in de reactorvaten gevonden waarna de reactor langdurig werd stilgelegd. Op 16 augustus 2012 werd ook T2 onderworpen aan een tienjaarlijkse inspectie. Er werden vergelijkbare foutindicaties gevonden als bij D3 en ook deze reactor werd voor lange tijd gestopt. Na een uitgebreid onderzoek door talrijke (inter)nationale experts werd een gemeenschappelijke heropstart toegestaan in juni 2013, maar op 25 maart 2014 werden beide reactoren opnieuw stilgelegd omdat sommige testresultaten niet conform waren met de verwachtingen van de deskundigen.

³ Voor een gedetailleerd overzicht van de verschillende herzieningen van de wet op de kernuitstap en de oorsprong ervan, zie Laleman & Albrecht (2016).

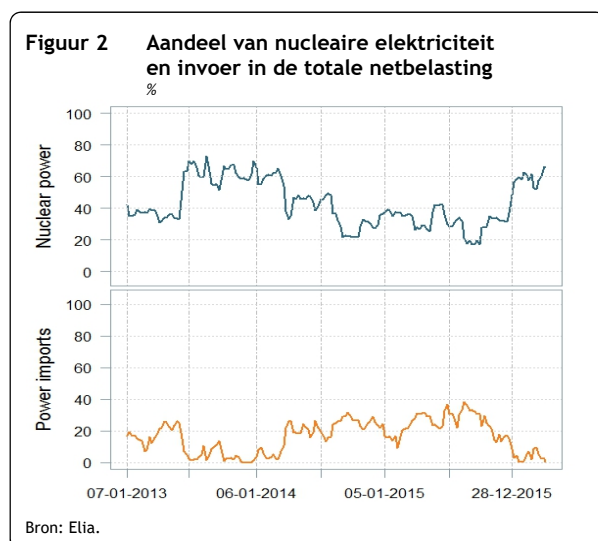
van de drie kernreactoren werd aangekondigd. Onderstaande figuur 1 toont het Cal17⁴ voor een periode van twee jaar (2014, 2015 en het begin van 2016).



Deze figuur toont dat de prijs aanzienlijk daalde op het ogenblik dat het Federaal Agentschap voor Nucleaire Controle (FANC) groen licht gaf voor de heropstart van D3 en T2 (17 november 2015). Eind november 2015 kon een tweede prijsdaling vastgesteld worden toen de overeenkomst tussen de Belgische federale regering en Engie (het energiebedrijf dat beide kerncentrales bezit) over de verlenging van de exploitatieduur van D1 en D2 werd ondertekend.

Aangezien deze prijsbewegingen niet zomaar willekeurig gebeurd lijken te zijn, vonden we het

interessant om na te gaan in welke mate variaties in de nucleaire elektriciteitsproductie een impact hebben op de vorming van de groothandelsprijs voor elektriciteit in België, rekening houdend met het feit dat het Belgisch elektriciteitslandschap gekenmerkt wordt door (minstens) twee belangrijke karakteristieken: een sterke aanwezigheid van nucleair in de binnenlandse elektriciteitsopwekking en een grote interconnectiecapaciteit met de buurlanden.



Figuur 2 toont de betekenis van beide factoren: eerst worden het belang en de volatiliteit van de nucleaire elektriciteitsproductie in België afgebeeld tijdens de periode van januari 2013 tot maart 2016. Daaronder wordt het aandeel van de elektriciteitsinvoer in de totale Belgische netbelasting getoond. Het aandeel van invoer kan meer dan 25 % bereiken voor langdurige periodes, terwijl de nucleaire productie 75 % van de netbelasting kan dekken, maar ook sterk kan terugvallen tot onder 20 %. De titel van deze paper weerspiegelt daarom beide karakteristieken: *Nucleaire heropstart* (nucleair) en *kleine, open economie* (invoer).

⁴ Het Cal 17-contract plakt een prijs op de levering van baseload elektriciteit in het kalenderjaar 2017.

1.2. Literatuur

Er is al onderzoek gedaan naar de prijssimpact van (aankondigingen van) een kernuitstap, vooral (en dat is niet verrassend) in Duitsland⁵. Matthes et al. (2011a), bijvoorbeeld, hebben berekend dat de aankondiging van het nucleair moratorium in 2011 de Duitse groothandelsprijzen voor elektriciteit met ongeveer 1 eurocent per kWh (of 10 €/MWh) heeft doen stijgen, wat nadien deels tenietgedaan werd door latere prijsverlagingen. Kunz et al. (2011) modelleren de impact van het nucleair moratorium en een volledige kernuitstap ten opzichte van een status-quo-scenario binnen een technisch-economische kostenminimalisatie met een gedetailleerde weergave van het Duitse en Centraal-Europese netwerk. De resultaten worden weergegeven voor een representatieve winterweek. Er wordt een stijging van de elektriciteitsprijs genoteerd in de daluren van 5 €/MWh voor het moratorium en 25 €/MWh voor de volledige kernuitstap. Met behulp van een dynamisch Cournot-Nash langetermijnevenwichtsmodel voor de volledige Europese elektriciteitssector, komen Traber en Kemfert (2012) tot een prijssimpact van 2 tot 6 €/MWh voor de Duitse elektriciteitsprijzen als gevolg van de versnelde⁶ Duitse kernuitstap.

1.3. Structuur van de paper

Dit onderzoek is vernieuwend in de duale aanpak. In een eerste benadering (beschreven in deel 2) wordt de impact van de nucleaire heropstart op de groothandelsprijzen onderzocht op basis van een analytisch model, gevoed met data uit diverse publieke bronnen. Die bronnen zijn o.a. de marktoperatoren Belpex, ICE Endex en EEX, de beheerder van het Belgische transmissienet voor elektriciteit Elia, alsook het Europese netwerk van transmissienetbeheerders ENTSO-E.

In een tweede benadering (beschreven in deel 3) wordt het modelleringsinstrument *Crystal Super Grid*⁷ ingezet. Dat model minimaliseert de totale systeemproductiekosten, terwijl vraag en aanbod steeds in evenwicht dienen te zijn. Het model bevat een uitgebreide bibliotheek aan financiële en fysieke assets (thermische elektriciteitscentrales, hernieuwbare energiebronnen, interconnectielijnen, enz.) en kan daardoor op zeer gedetailleerd niveau analyses uitvoeren. Krachtige optimalisatiealgoritmes worden gebruikt om de optimale toewijzing te berekenen van de verschillende productiecapaciteiten in onderling met elkaar verbonden zones. De resultaten omvatten o.a. invoer-uitvoer tussen zones (landen of regio's), de marginale productiekosten van elektriciteit en de CO₂-emissies.

Na een beschrijving van de resultaten van beide analyses worden in deel 4 enkele argumenten aangevoerd om de verschillen in de resultaten te verklaren. Deel 5 omvat de conclusie en de mogelijke beleidsimplicaties van dit onderzoek.

⁵ Jacobsson en Lauber (2006) bieden een gedetailleerd overzicht van het Duitse energiebeleid in het algemeen en het Duitse standpunt over (de uitstap uit) nucleaire elektriciteitsproductie.

⁶ De beslissing van Duitsland om de nucleaire elektriciteitsproductie geleidelijk aan af te bouwen, werd aanzienlijk versneld door de nucleaire ramp in Fukushima Daiichi (niveau 7 op de INES-schaal van het IAEA, het hoogste niveau) in maart 2011. De Duitse regering stemde er toen mee in om de zeven kerncentrales die vóór 1980 gebouwd waren en de Krümmelcentrale te sluiten. Het moratorium had betrekking op een capaciteitsomvang van 8,5 GW, voor een totale geïnstalleerde nucleaire capaciteit van 20,5 GW in Duitsland.

⁷ *Crystal Super Grid* is ontwikkeld door het Franse adviesbureau Artelys dat gespecialiseerd is in kwantitatieve methoden voor optimalisering, modellering en ondersteuning van de besluitvorming.

2. De empirische top-downbenadering

De empirische impactanalyse vereist dat een geldige vraag-prijsrelatie geraamd wordt voor de gekozen markt. De focus zal liggen op de day-aheadspotmarkt voor België. Hoewel deze marktdekking niet ideaal is, fungeert de prijs als referentieprij voor andere transacties en vormt als dusdanig een goed prijsconcept voor onze doeleinden. Het day-aheadmarktmechanisme wordt voorgesteld door de merit-ordercurve (MOC) die een representatieve aanbodcurve is. De vraag wordt als inelastisch beschouwd, wat nog steeds een goede benadering is voor de huidige marktomstandigheden. De MOC zou dus alle noodzakelijke info voor onze doeleinden moeten bevatten.

In principe kunnen MOC's geraamd worden met behulp van twee verschillende methodes. De eerste mogelijkheid is om de curve bottom-up op te bouwen met gedetailleerde informatie over individuele elektriciteitscentrales, interconnecties, uitvalpercentages, brandstofprijzen, enz. Door het gebruik van een optimalisatietechniek kan de optimale toewijzing afgeleid worden voor een gegeven set van voorwaarden, waaruit de MOC resulteert. De tweede optie bestaat erin een analytische formulering van de MOC af te leiden uit de observaties van markt- en andere variabelen die relevant zijn voor het probleem van de prijszetting.

De optimalisatiemethode maakt uiteraard gebruik van het merendeel van de beschikbare informatie, maar vereist ook een aantal hypothesen en steunt volledig op het theoretische marktmechanisme om een aanbodcurve af te leiden. Het is dus een methode die heel veel berekeningen en informatie vereist en die niet gekoppeld is aan de geobserveerde prijshoeveelheden. De analytische methode, daarentegen, vergt veel minder informatie en is rekenkundig erg efficiënt, steunend op standaard statistische technieken. Ze is rechtstreeks gebaseerd op de geobserveerde marktoutput. Die methode is evenwel minder granulair van aard en kan in de analyse enkel grote globale hoeveelheden in aanmerking nemen. Door haar statistische aard en beperkte modelleringsbereik zijn er dus veel onzekerheden aan verbonden. Daarnaast moet er met omzichtigheid omgesprongen worden bij het uitvoeren van contrafeitelijke of causaalanalyses in zulke settings als gevolg van niet-gemodelleerde verbanden tussen de gebruikte variabelen.

Aangezien de twee benaderingen hun eigen voordelen hebben en omdat de equipe Energie van het Federaal Planbureau over de nodige expertise beschikt om de twee analyses uit te voeren, werd beslist beide analyses uit te voeren en de resultaten nadien te vergelijken. De analytische benadering wordt besproken in het vervolg van dit hoofdstuk, de optimalisatiebenadering komt aan bod in hoofdstuk 3. Hoofdstuk 4 toont de resultaten van de vergelijking.

2.1. Een relevant empirisch 'merit-ordercurve'-model voor België

De merit-ordercurve (hierna MOC genoemd) is het analytisch basisinstrument voor de spotmarkten voor elektriciteit. De MOC wordt gedefinieerd als de aanbodcurve onder de hypothese van prijszetting op basis van marginale kosten, d.i. onder de hypothese dat de volgorde waarin elektriciteitscentrales op het net worden geroepen, gebeurt volgens het principe van oplopende marginale kosten (de goedkoopste eerst) tot aan de vraag is voldaan. Voor België kan het nuttig zijn om de energie-

uitwisselingen via interconnecties als een bijkomende productie-eenheid te beschouwen, waarvoor de output positief is wanneer er netto ingevoerd wordt. Zoals vermeld kan die productie-eenheid 27 % van de netbelasting dekken, en verdient ze dus speciale aandacht.

De MOC, zoals hierboven algemeen gedefinieerd, zou een geschikte vraag-prijsrelatie zijn om impactanalyses uit te voeren indien die relatie stabiel zou zijn. De geschiktheid van empirische methodes berust immers op reproduceerbaarheid, nl. voldoende garanties dat gelijkaardige omstandigheden leiden tot gelijkaardige resultaten. In ons geval zou dat betekenen dat gelijkaardig verbruik leidt tot gelijkaardige prijzen. Verschillende bronnen van variatie in de productie en in de marginale kosten van de productie-eenheden in de MOC vragen echter de nodige aandacht om een voldoende stabiele functie te krijgen, nl. een functie die ongevoelig is voor wijzigingen in de algemene marktomstandigheden.

Ten eerste worden de productie-eenheden aan nominale capaciteit in de theoretische definitie van de MOC opgenomen, maar in realiteit zijn alle productie-eenheden om een of andere reden intermitterend. Dit houdt in dat ze niet altijd aan hun nominale vermogen kunnen produceren of een ander vereist productieniveau kunnen bereiken wanneer dat gevraagd wordt. Dat is ofwel:

- Door *hun aard*, aangezien hun productie afhangt van externe factoren die we niet kunnen controleren. Dat is het geval voor weersafhankelijke hernieuwbare energiebronnen.
- Om *technische redenen*, waarbij de focus ligt op (geplande of niet-geplande) onderbrekingen, maar ook andere aspecten zoals ramp-uptijd of ‘must-run’ zijn een aantal van de oorzaken waarom de productie kan afwijken van het optimum,
- Om *institutionele redenen* aangezien energie- en milieubeleid technisch beschikbare productie-eenheden kunnen laten stilleggen.

Niet alleen de productie, maar ook de kosten zijn niet constant. Dat is in hoofdzaak te wijten aan brandstofkosten en aanverwante kosten op korte termijn. Voor België is dat echter ook te wijten aan het specifieke karakter van de internationale uitwisselingen die geïnterpreteerd kunnen worden als productiecapaciteit waarvoor de equivalente marginale kosten afhangen van de marktprijs in de buurlanden, en die dus uiterst variabel kunnen zijn in de tijd.

Het is dus nodig om de basisdefinitie van de MOC aan te passen, om minstens die factoren op te nemen. Andere variabiliteitsfactoren worden niet opgenomen, maar dat is eigen aan de statistische benadering waarin de overblijvende bronnen van variatie met een foutenterm gemodelleerd worden.

De literatuur over de analytische modellering van de MOC en over het ramen van merit-ordereffecten geeft verschillende alternatieven om die elementen in een model van de aanbodcurve te integreren. Het gaat van lineaire modellen waar alle variabelen en bepaalde van hun interacties in de regressie opgenomen worden (bv. Müller, 2013) tot gesofisticeerde semi-parametrische modellen met variërende coëfficiënten (bv. Thoenes, 2014). In deze paper volgen we de ideeën van He et al. (2013) die een mooi evenwicht vormen tussen interpreteerbaarheid, gemakkelijke becijfering en de opname van structurele verbanden tussen variabelen.

Zoals in de meeste merit-order-effect gerelateerde werkzaamheden wordt een residuele versie van de netbelasting gebruikt om variabiliteit in de vraag-prijsrelatie die voortvloeit uit de intermittentie van de productie-eenheden met lage marginale kosten te vermijden. In ons geval starten we van GL , de netbelasting (of grid load) voor het Belgisch hoogspanningsnet, zonder internationale uitwisselingen en pompstromen, waarvan we het residueel verbruik afleiden na aftrek van de wind-in feeds W en de nucleaire productie N . Merk op dat zonneproductie niet in aanmerking genomen wordt aangezien deze al impliciet in mindering is gebracht via de vraagzijde in onze data⁸. Dat stemt vrijwel overeen met He et al. (2013) waar – in een Duitse context – niet-beschikbare capaciteiten in nucleaire (en bruinkool-) centrales toegevoegd worden aan het verbruik, in plaats van de nucleaire productie af te trekken. Omdat de marginale kosten van de invoer niet gekend zijn, zullen we voorlopig ook de netto-invoer I aftrekken van het residueel verbruik. Bijgevolg stemt het residueel verbruik RL (residual load) overeen met de vraag gericht aan de lokale conventionele productiecapaciteiten:

$$RL(t) = GL(t) - W(t) - N(t) - I(t) \quad (1)$$

Om het effect van de onderbrekingen te integreren in die conventionele capaciteiten, wordt het residueel verbruik gedeeld door de beschikbaarheidsgraad Av . Bijgevolg wordt de NRL (net residual load) teruggebracht tot een situatie waarin de volledige capaciteit beschikbaar is. Dat is uiteraard een proxy aangezien stroomonderbrekingen in centrales met verschillende marginale kosten op dezelfde manier behandeld worden alsof die onderbrekingen gelijk gespreid zouden zijn over alle centrales in deze categorie.

$$NRL(t) = \frac{GL(t) - W(t) - N(t) - I(t)}{Av(t)} \quad (2)$$

Om de variabiliteit van de prijzen voor brandstof en emissierechten te verrekenen, volgen we de benadering in He et al. (2013) waarin een voor brandstof gecorrigeerd heat-ratemodel gedefinieerd wordt als

$$P_{spot}(t) = P_{fuel}(t) \cdot f(Load(t)) + \varepsilon(t) \quad (3)$$

In vergelijking (3) is de functie f een benadering van de heat-ratefunctie voor de markt, die een indicator is van de efficiëntie van de elektriciteitscentrales op de markt.

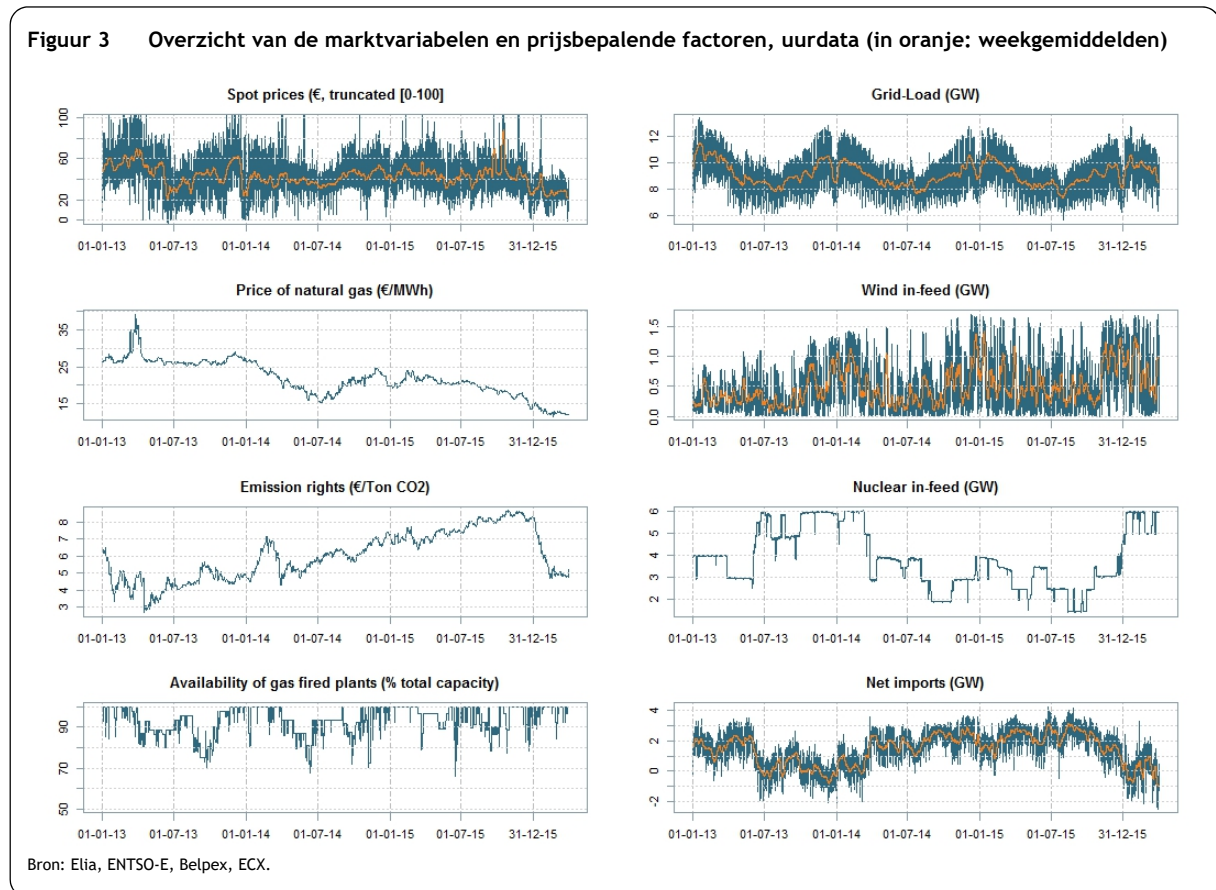
In ons geval wordt de ZTP-aardgasprijs op de spotmarkt als brandstofprijs genomen. We gebruiken alleen aardgasprijzen aangezien het merendeel van de conventionele centrales in België aardgasgestookte centrales zijn. Bovenop die prijs komt er een verhoging om rekening te houden met de emissierechten, gebaseerd op 0,2 ton CO₂ per equivalente MWh aan aardgas: $P_{fuel} = P_{gas} + 0.2 \cdot P_{CO_2}$. De emissierechten die genomen worden, zijn de ECX EUA continuous futures, eerstvolgende vervalmaand. Dat maakt het mogelijk tot de einddefinitie te komen van de te ramen functie f :

$$\frac{P_{spot}(t)}{P_{fuel}(t)} = f\left(\frac{GL(t) - W(t) - N(t) - I(t)}{Av(t)}\right) + \varepsilon(t) \quad (4)$$

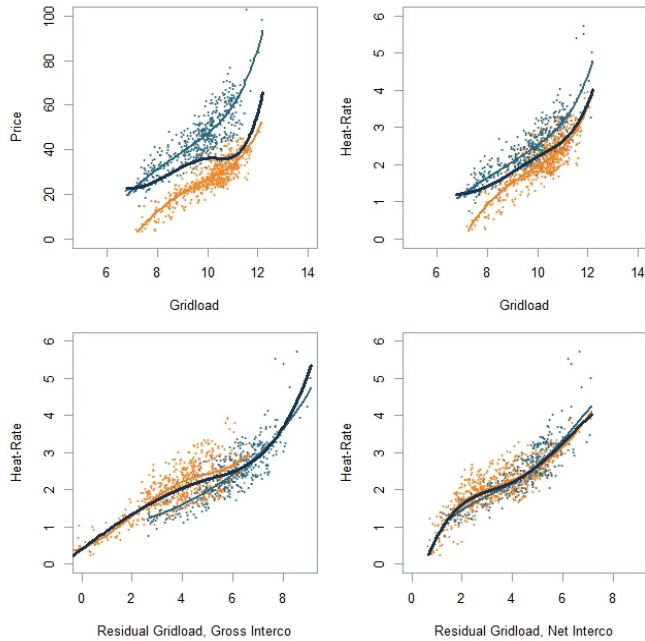
⁸ Dat is te wijten aan het feit dat die eenheden gewoonlijk niet aangesloten zijn op het hoogspanningsnet, maar op het distributienet.

Die functie zou een goede versie moeten zijn van de MOC – in feite een uit marktgegevens afgeleide heat-ratecurve – voor België.

Figuur 3 geeft een overzicht van de evolutie van de verschillende gebruikte variabelen gedurende de periode 1/01/2013 tot 31/03/2016.



Figuur 4 Effect van de aanpassingen in de MOC-definitie, nov. 2015 (blauw) vs feb. 2016 (oranje), wekdagen



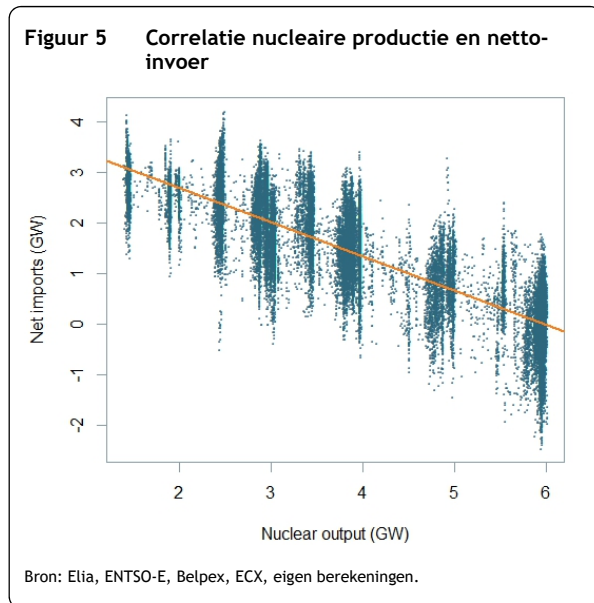
Bron: Elia, ENTSO-E, Belpex, ECX, eigen berekeningen.

Om de impact van de verschillende aanpassingen op de stabiliteit van functie f te illustreren, geeft figuur 4 een voorbeeld door twee periodes van één maand te vergelijken net vóór en na een aanzienlijke verhoging van de totale beschikbare nucleaire capaciteit. Het effect van de opeenvolgende neutralisatie van brandstofprijzen (rechtervenster bovenaan), wind- en nucleaire productie (linkervenster onderaan) en netto-invoer (rechtervenster onderaan) is duidelijk zichtbaar. Elke stap in dit normaliseringsproces maakt de geraamde relatie tussen tijdsperiodes stabiel, waarbij het laatste venster overeenstemt met vergelijking 4 die een visueel stabiele relatie tussen prijs en residueel verbruik weergeeft hoewel de twee geselecteerde tijdsperiodes

aanzienlijk verschillen in de voornoemde bronnen van variatie. Hoe het model globaal presteert op basis van de geobserveerde data zal hieronder worden beschreven, maar eerst zal het thema van de impactanalyse behandeld worden om zeker te zijn dat het model geschikt is voor zijn uiteindelijke doel.

2.2. Ramen van de impact

Indien de functie f in vergelijking (4) gespecificeerd en geschat wordt, biedt ze een mogelijkheid om de impact te ramen van een verandering in de nucleaire productiecapaciteit op de groothandelsprijs van elektriciteit op de spotmarkt. Daartoe moet evenwel het effect van een verandering in N op alle andere variabelen in de vergelijking ook gekend zijn. Voor de meeste van die variabelen is dat het geval aangezien redelijkerwijs kan worden aangenomen dat de brandstofprijs, de beschikbaarheidsgraad van de conventionele centrales, de netbelasting en de windproductie losstaan van een verandering in nucleaire capaciteit. Een dergelijke verandering heeft dan ook geen impact op die variabelen. Dat is echter zeker niet het geval voor de netto-invoer I . Integendeel, het lijkt logisch dat bijkomende goedkope nucleaire productiecapaciteit de potentieel duurdere invoer zou verdringen of zelfs de uitvoer versterken bij momenten. Dat wordt bevestigd door een ruwe analyse van de geobserveerde link tussen die twee variabelen in onze data, zoals voorgesteld in figuur 5.



De substitutierelatie tussen nucleaire productie en invoer komt hier duidelijk tot uiting en een eenvoudig lineair model vertoont een erg goede fit met een parameter rond -0,7: de uitwisselingen met de buurlanden lijken de verandering in nucleaire productie gemiddeld voor 70 % op te vangen, een resultaat dat bevestigd wordt in de optimalisatieoefening (zie deel 3.2). Dit ruw model is uiteraard geen causaal model aangezien er te veel variabelen zijn weggelaten.

Daarom is het voor ons dan ook geen toereikend model om het verband tussen N en I correct weer te geven. Bijgevolg beschouwen we een intermediaire versie van model (4) waar de netto-

invoer I als productie-eenheid behouden wordt in de residuele MOC:

$$\frac{P_{spot}(t)}{P_{fuel}(t)} = f\left(\frac{GL(t) - W(t) - N(t)}{Av(t)}\right) + \varepsilon(t) \quad (5)$$

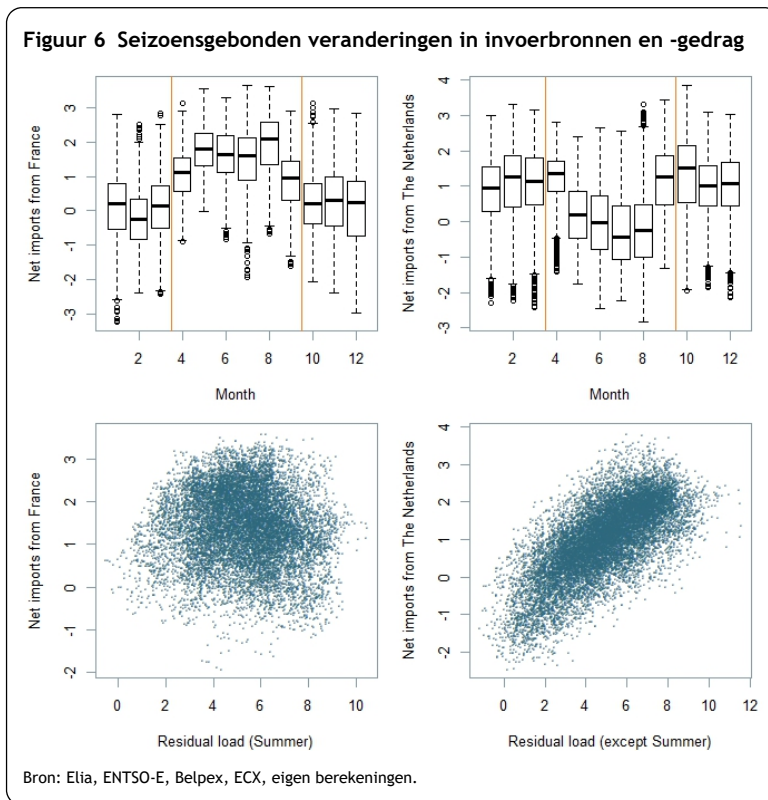
Het model in vergelijking (5) is in twee opzichten minderwaardig aan het model in vergelijking (4): ten eerste lijdt het onder de variabiliteit van I voor elke residuele vraag waardoor de relatie tussen prijs en residueel verbruik onduidelijker wordt. Anders gezegd, voor een gegeven residueel verbruik dat nu een vraag is gericht aan de conventionele Belgische centrales en de geïnterconnecteerde buitenlandse markten, weet men niet aan welk deel van de vraag met invoer voldaan wordt. Aangezien de invoer de marktprijs verlaagt, bestaat er onzekerheid over die prijs. Ten tweede past het de beschikbaarheidsgraadcorrectie op basis van gasgestookte centrales ook toe op de netto-invoer. Dat tweede punt introduceert slechts een kleine vertekening, maar het eerste punt heeft grotere implicaties. In plaats van een heat-ratefunctie te ramen, schat functie f nu een centrale versie van de verzameling van heat-ratefuncties die beantwoorden aan de mogelijke situaties inzake netto-invoerprijs en -stromen bij een gegeven residueel verbruik.

Met model (5) is het mogelijk de impact van een verandering in de nucleaire capaciteit in te schatten, maar het is minder precies in de modellering van de heat-ratecurve en dus in het bereikbare precisieniveau van de schatting. Zelfs al zou model (4) perfect zijn voor de Belgische producenten, de onzekerheid over de invoerprijs en -capaciteit weerspiegelt zich in de schattingen van de impact.

2.3. Bijkomende overwegingen

Uiteraard is de lijst van de bovenvermelde bronnen van variatie in de relatie tussen residueel verbruik en prijs niet exhaustief. Zoals vermeld zullen alle niet in aanmerking genomen bronnen in de foutenterm van het statistisch model terechtkomen. Hieronder worden enkele andere relevante bronnen van variatie opgesomd, samen met voorstellen om die op te nemen in het statistisch model.

- *Voorspellingsfouten*: day-aheadprijzen zijn gebaseerd op geraamde hoeveelheden voor de volgende dag. De waarden voor hernieuwbare productie en netbelasting zijn meer bepaald voorspellingen wanneer de day-aheadprijs bepaald wordt. In onze data zijn hernieuwbare productie en netbelasting echter de werkelijk geobserveerde waarden. Hierdoor wordt een bron van variatie geïntroduceerd in de relatie tussen verbruik en prijs. Men zou kunnen aanvoeren dat er geen systematische bias is in deze bijkomende fout, d.w.z. het gemiddelde is nul. Als zo een vertekening wordt waargenomen, zou die immers gecorrigeerd worden in de voorspellingsmodellen die gebruikt worden door de marktdeelnemers. Bijgevolg blijven de parameterschattingen coherent, maar vertonen ze een grotere variatie.
- *Bijkomende seizoensgebondenheid*: door de specifieke kenmerken van sommige productie-eenheden zouden seizoensgebonden patronen die niet aanwezig zijn in de verbruiksreeksen verwacht worden opgenomen te zijn in de prijsreeksen. In periodes van laag verbruik (bijvoorbeeld 's nachts, zaterdag en zondag) zullen sommige niet-flexibele of must-runcentrales draaiende gehouden worden om extra kosten te vermijden (bijvoorbeeld stilleggings- en opstartkosten of ramp-up- en ramp-downkosten) mogelijk door onder hun marginale kosten aan te bieden. Dat wil zeggen dat het marktmechanisme verschillend zal zijn in deze periodes van laag verbruik. Dat aspect kan



gedeeltelijk gecorrigeerd worden door datum- en tijdsgebonden variabelen in het model in te brengen, hoewel dit uiteraard geenszins structureel is en een interessante interpretatie van de bijkomende geraamde parameters in de weg staat. Deze verbetering wordt bestudeerd aan het einde van het volgende deel.

– *Seizoensgebonden stelselverandering*: de situatie van de Belgische elektriciteitsmarkt verschilt aanzienlijk in de zomer en in de winter. Tijdens de zomer – meer bepaald tussen april en september – vinden de meeste geplande onderbre-

kingen plaats, in het bijzonder van de kerncentrales. Met dit aspect is al rekening gehouden in ons model. Maar ook het gebruik van de interconnectiecapaciteit is nogal verschillend tussen dit zomerhalfjaar en het winterhalfjaar. Zoals blijkt uit figuur 6 is de invoer in het zomerhalfjaar voornamelijk afkomstig uit Frankrijk en houdt die weinig verband met de netbelasting. Dit wijst erop dat de invoer tijdens de zomerperiode opportunistisch en prijsgebonden is, onder impuls van de grote overcapaciteit van de Franse kerncentrales in dat seizoen. In de winter, daarentegen, is de invoer voornamelijk afkomstig uit Nederland en is er een sterke correlatie met het verbruik. Dit wijst op een patroon van invoer van piekbelasting omwille van de ontoereikende capaciteit van de

Belgische lokale producenten. Dit is geen probleem voor model (4) waarin de invoer afgetrokken wordt van het residueel verbruik, maar hiermee moet rekening gehouden worden wanneer model (5) gebruikt wordt. Een eerste algemene aanpak van dit probleem wordt hieronder voorgesteld.

- *Persistentie*: andere niet in aanmerking genomen marktmechanismen, zoals de mogelijkheid om een blok van verschillende uren aan te bieden tegen een bepaalde prijs, zouden kunnen leiden tot meer persistentie in de tijd voor de prijzen in vergelijking met het verbruik. Dat zou zich vertalen in autogecorreleerde residuen na de raming van de modellen. Een mogelijke manier om het model op dit vlak te verbeteren – hoewel dat wederom van strikt statistische aard zou zijn zonder structurele informatie – is om een tijdreeksmodel te specificeren voor de residuen die deze resterende reeksafhankelijkheid zou omvatten. Deze aanpak werd getest, maar had weinig impact op de resultaten van de schatting en wordt hier daarom niet voorgesteld.

2.4. Empirische resultaten

2.4.1. Modelraming

Eerst ramen we modellen (4) en (5) met drie verschillende specificaties voor functie f :

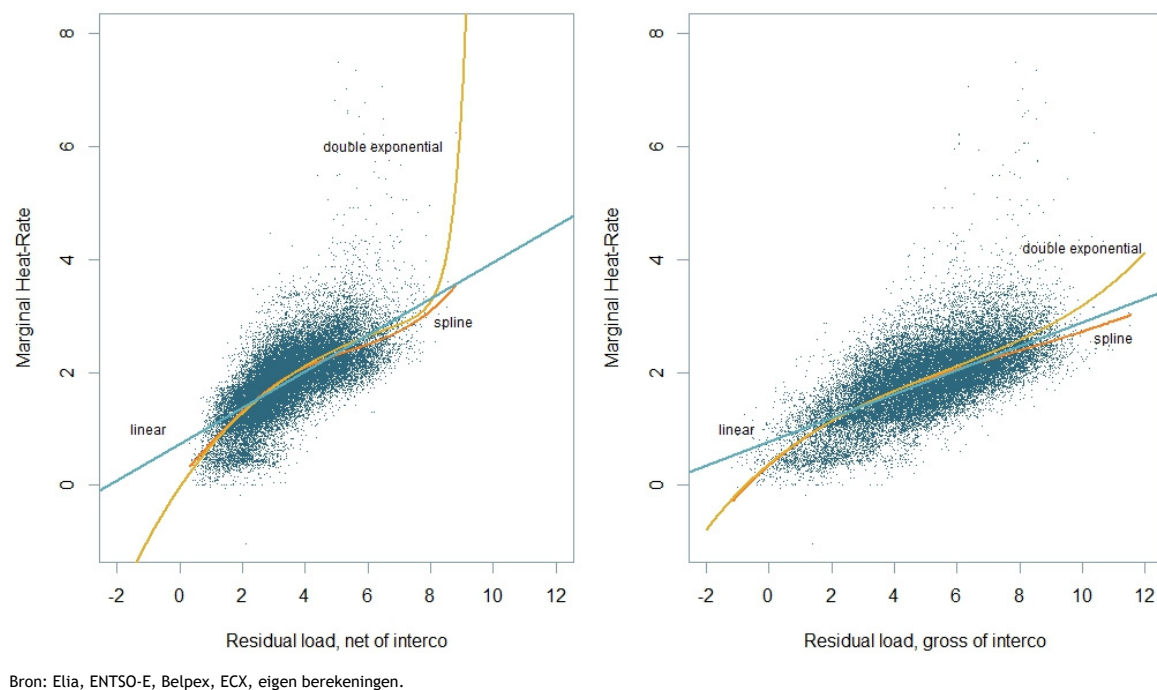
- Een niet-parametrische kalibratie, gebaseerd op kubieke splines. Dit geeft ons een ‘referentievorm’ voor de MOC en helpt ons bij de validatie van de parametrische modellen die hieronder bestudeerd worden
- Een eenvoudig lineair model
- Een dubbel-exponentiële functie naar He et al. (2013):

$$f(x) = \frac{e^{\frac{x-a}{b}} - e^{\frac{x-c}{d}}}{2} + \mu \quad (6)$$

Die laatste functie is een soepele sigmoidfunctie met verschillende linker- en rechterstaartkrommingen. Deze flexibele parametrische functie is uitstekend geschikt voor de gebruikelijke vorm van de op marktgegevens gebaseerde MOC's, maar nog eenvoudig genoeg om gemakkelijk geschat te worden met behulp van niet-lineaire kleinste kwadratenschattingen.

Figuur 7 toont de gegevens en modelramingen voor f zoals in vergelijkingen (4) en (5) voor de volledige dataset, wanneer f beschouwd wordt als een lineaire functie (lichtblauw), een kubieke spline met vijf vrijheidsgraden (oranje), of een dubbel-exponentiële functie (geel). De raming gebeurt door mediane regressie, behalve voor het dubbel-exponentiële model dat wordt gekalibreerd door niet-lineaire kleinste kwadraten. Tabel 2 toont de resultaten van de raming.

Figuur 7 Volledige dataset, zonder en met interconnectiestromen



Zoals verwacht toont het rechtervenster met model (5) een minder duidelijke structuur van de datawolk, aangezien bijkomende volatiliteit als gevolg van de interconnectie opgenomen wordt in de heat-ratecurve. Het linkervenster met model (4) is daarentegen duidelijker, omdat daarin alleen de gegevens met betrekking tot de heat-rate voor conventionele Belgische producenten opgenomen worden. Voor het grootste deel van de gegevens liggen het niet-parametrische en het dubbel-exponentiële model vrij dicht bij elkaar, wat betekent dat het dubbel-exponentiële model in ons geval een goed parametrisch model is. Het lineaire model vertoont een grote kloof met de uiterste waarden van het residueel verbruik, maar lijkt voor de kern van de dataset goed te passen. Dit vertaalt zich in de goodness-of-fitmaatstaven in tabellen 2 en 3, die gebaseerd zijn op een geraamde dataset die de periode van 1/01/2013 tot 31/03/2015 beslaat, en een testsample die enkel het laatste jaar van gegevens van 1/04/2015 tot 31/03/2016 omvat.

Tabel 2 In-sample goodness-of-fitmaatstaven (MAE en RMSE in €/MWh)

model	f	R^2	MAE	RMSE	AIC	BIC
(4)	Lineair	0,53	7,85	11,17	4,83	4,83
	Dubbel-exponentieel	0,56	7,59	10,79	4,76	4,76
	Spline	0,56	7,56	10,82	4,76	4,77
(5)	Lineair	0,55	7,86	10,96	4,79	4,79
	Dubbel-exponentieel	0,57	7,63	10,67	4,73	4,74
	Spline	0,57	7,56	10,67	4,74	4,74

Tabel 3 Out-of-sampleresultaten (MAE en RMSE in €/MWh)

model	f	R^2	MAE	RMSE
(4)	Lineair	0,40	8,32	12,83
	Dubbel-exponentieel	0,41	8,13	12,70
	Spline	0,42	7,96	12,59
(5)	Lineair	0,37	9,04	13,16
	Dubbel-exponentieel	0,36	9,26	13,28
	Spline	0,33	9,47	13,58

De in-sampleresultaten in tabel 2 tonen dat alle modellen redelijk gelijkaardig presteren. De aangepaste R^2 -waarden rond 0,55 vertegenwoordigen behoorlijke fits, maar hebben een significante overblijvende variatie in de foutenterm, wat zich vertaalt in een mediane fout van gemiddeld ongeveer 7,5 € wanneer de prijs van een MWh elektriciteit wordt geraamd voor een gegeven verbruik. Deze cijfers zijn vrij typisch voor wat andere gepubliceerde studies bereiken op het vlak van goodness-of-fit. De in tabel 3 vermelde out-of-sampleresultaten zijn nog interessanter. Voor model (5) worden er wat mindere resultaten waargenomen dan voor model (4). Dit kon verwacht worden aangezien model (5) kampt met variabiliteit in de invoerniveaus en -prijzen voor een gegeven verbruik die in model (4) afgetrokken worden. De dubbel-exponentiële specificatie vertoont de beste globale fit, maar de lineaire specificatie scoort niet veel slechter. Als check voor de kalibratie, merken we dat in model (4) de mediane elektriciteitscentrale (de typische marginale centrale die gebruikt wordt om een mediaan verbruik te dekken dat door conventionele centrales wordt gegenereerd, bedraagt ongeveer 3,4 GW volgens onze gegevens) een geschatte heat-rate van ongeveer 1,9 heeft, wat overeenstemt met een geraamde efficiëntie van 52 %⁹. Dat is inderdaad een plausibele waarde voor een STEG-centrale. Die centrales maken het grootste deel uit van de conventionele thermische centrales in België.

Aangezien de potentiële in- of uitvoer de wijzigingen in de nucleaire capaciteit gedeeltelijk kan opvangen, ligt de waargenomen verandering in de vraag voor de lokale conventionele centrales – die het prijsgebied van de heat-ratecurve vormt – lager dan de variatie in de nucleaire productie. De interconnectie heeft een verzachtend effect, dat zich uit in een minder steile helling van de lineaire benadering van de heatcurve in figuur 7 (0,21 vs. 0,32). Zoals verwacht zou de raming van de impact van dergelijke veranderingen in de nucleaire capaciteit op de prijzen door het beste marktmodel (4) die impact dus overschatten. Dit is bijzonder duidelijk in het geval van België waar de interconnectiecapaciteit aanzienlijk is in vergelijking met de marktgrootte en waar de afhankelijkheid van elektriciteitsinvoer groot is: de interconnectiecapaciteit is gelijk aan ongeveer de helft van de totale geïnstalleerde capaciteit van de elektriciteitscentrales in ons prijsblok.

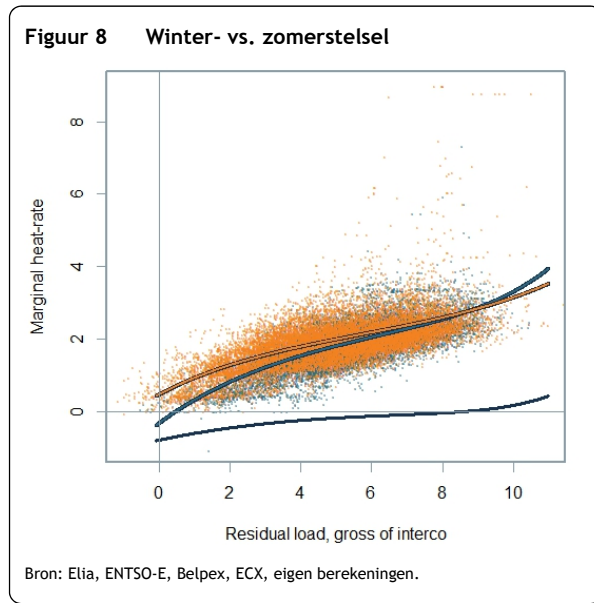
2.4.2. Verdere verbeteringen

In dit deel worden de hierboven voorgestelde modellen uitgebreid met extra covariaten om rekening te houden met bepaalde effecten die hierboven reeds vermeld werden.

Om rekening te houden met het effect van bepaalde niet in aanmerking genomen seizoensgebondenheid met betrekking tot periodes van laag verbruik, worden dummyvariabelen voor dagen in het weekend en feestdagen (zaterdag, zondag en officiële nationale feestdagen) en nachturen (van 23.00 tot 5.59 u) opgenomen in het model. Die dummies werden gekozen op basis van significantietesten over individuele dagen en uren.

⁹ Aangezien emissierechten zijn inbegrepen in de gasprijs, is de waarde van 52 % eigenlijk een overschatting van de efficiëntie van de mediane centrale, wat het cijfer enkel plausibeler maakt.

We onderzoeken ook de waargenomen impact van het winter- vs. zomerstelsel die hierboven werd



vermeld en die verband houdt met het variabele gebruik van de interconnectie. Figuur 8 toont de volledige dataset voor het zomerhalfjaar (blauw) en het winterhalfjaar (oranje) voor de definitie van model (5). De dubbel-exponentiële ramingen van de heat-ratecurve voor beide halfjaren worden in bijpassende kleuren getoond. Het verschil wordt in zwart weergegeven.

Er kan inderdaad een uitgesproken verschil tussen de twee halfjaren worden waargenomen. Gezien de vorm van het verschil, wordt een lineaire functie van het residueel verbruik aan het model toegevoegd voor waarnemingen in het winterseizoen om dit vormverschil te

reproduceren in de heat-ratecurve tussen de twee seizoenen. Voor model (4) is er, zoals verwacht, geen significant verschil, aangezien de delta hoofdzakelijk voortvloeit uit het gedrag van de netto-invoer.

De modellen worden dus:

$$\frac{P_{spot}(t)}{P_{fuel}(t)} = f\left(\frac{GL(t) - W(t) - N(t) - I(t)}{Av(t)}\right) + \beta_1 \cdot D(WE \& H) + \beta_2 \cdot D(Night) + \varepsilon(t) \quad (7)$$

$$\begin{aligned} \frac{P_{spot}(t)}{P_{fuel}(t)} = f\left(\frac{GL(t) - W(t) - N(t)}{Av(t)}\right) + \beta_1 \cdot D(WE \& H) + \beta_2 \cdot D(Night) \\ + D(Winter) \cdot \left(\beta_3 + \beta_4 \cdot \frac{GL(t) - W(t) - N(t)}{Av(t)}\right) + \varepsilon(t) \end{aligned} \quad (8)$$

In- en out-of-sampleschattingen voor bovenstaande modellen (7) en (8) worden in tabellen 4 en 5 gegeven voor de lineaire, dubbel-exponentiële en splinespecificaties van f . De in- en out-of-samplemaatstaven zijn aanzienlijk verbeterd ten opzichte van modellen (4) en (5). Hoewel de out-of-sampleindicatoren van de lineaire en dubbel-exponentiële specificaties dicht bij elkaar aanleunen, vertoont de splinespecificatie een lagere voorspellingscapaciteit voor model (8).

Tabel 4 In-sample goodness-of-fitmaatstaven (MAE en RMSE in €/MWh)

model	f	R ²	MAE	RMSE	AIC	BIC
(7)	Lineair	0,56	7,52	10,83	4,77	4,77
	Dubbel-exponentieel	0,59	7,35	10,47	4,70	4,70
	Spline	0,58	7,31	10,56	4,71	4,72
(8)	Lineair	0,61	7,08	10,20	4,64	4,65
	Dubbel-exponentieel	0,64	6,85	9,80	4,57	4,57
	Spline	0,63	6,77	9,84	4,57	4,58

Tabel 5 Out-of-sampleprestatie (MAE en RMSE in €/MWh)

model	f	R^2	MAE	RMSE
(7)	Lineair	0,43	7,95	12,56
	Dubbel-exponentieel	0,44	7,80	12,45
	Spline	0,44	7,71	12,41
(8)	Lineair	0,43	8,24	12,50
	Dubbel-exponentieel	0,44	8,23	12,45
	Spline	0,40	8,52	12,86

Daaruit kunnen we besluiten dat de dubbel-exponentiële specificatie voor model (8) de beste analytische MOC geeft die aan de hand van de gegevens geraamd is voor onze doeleinden. Het is de specificatie met de beste out-of-sample-eigenschappen. Die specificatie maakt ook enige extrapolatie mogelijk buiten het bereik van het waargenomen residueel verbruik, wat niet echt het geval is voor de niet-parametrische spline en wat zelfs problematisch kan zijn voor de lineaire specificatie, zoals blijkt uit figuur 7.

2.4.3. Impactbeoordeling

Aan de hand van dit model kan de impact op de spotprijzen van bepaalde gebeurtenissen die een invloed hebben op de nucleaire productiecapaciteit in België, geraamd worden. Voor twee scenario's worden resultaten berekend. Het eerste scenario bekijkt het effect van een bijkomende GW aan nucleaire capaciteit op alle tijdstippen in onze testsample van één jaar. Het tweede scenario vergelijkt de geraamde prijzen in de testsample voor de volledige capaciteit van 5926 MW met de geraamde prijzen voor een verminderde capaciteit van 3479 MW.¹⁰ Een gemiddelde beschikbaarheidsgraad van 91 % wordt in beide gevallen verondersteld. De resultaten zijn beschikbaar per uur en een gemiddelde gewogen naar totale netbelasting wordt berekend als proxy voor het gewogen gemiddelde van de totale vraag.

Om deze scenario's door te rekenen, integreren we de waarde van $N(t)$ voor t in de testsample in de definitie van het residueel verbruik dat in model (8) gebruikt werd.

$$\frac{GL(t) - W(t) - N(t)}{Av(t)}$$

De waarde van $N(t)$ wordt vermeerderd met 1 GW of vervangen door de specifieke waarde, afhankelijk van het scenario.

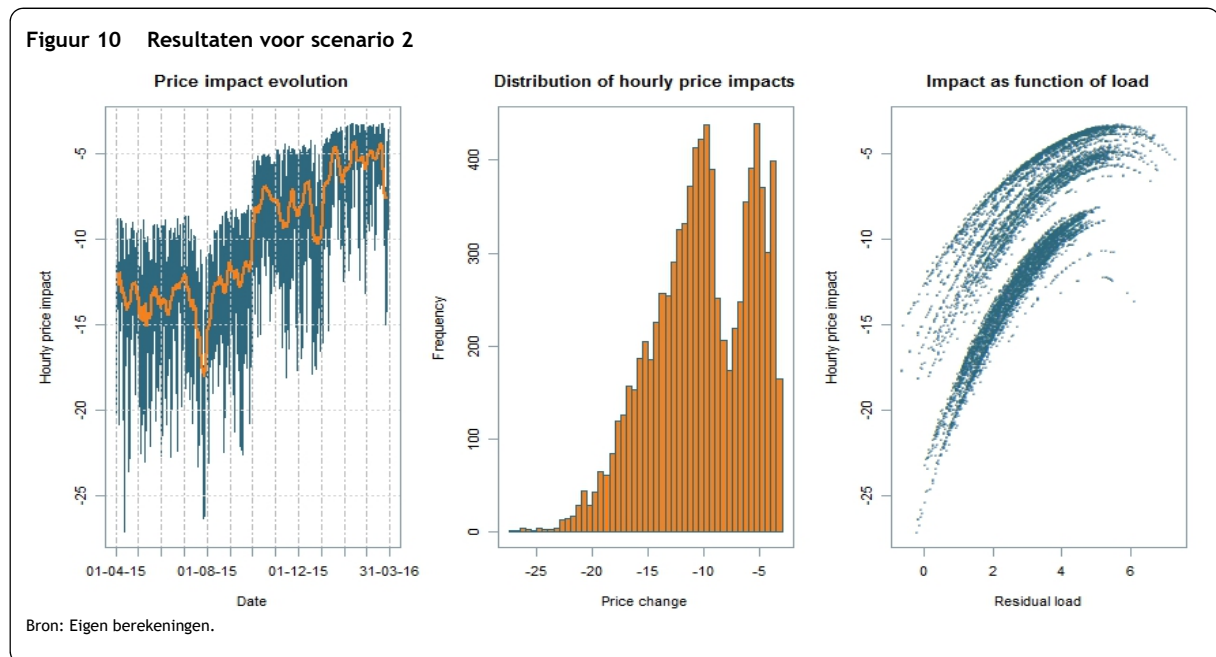
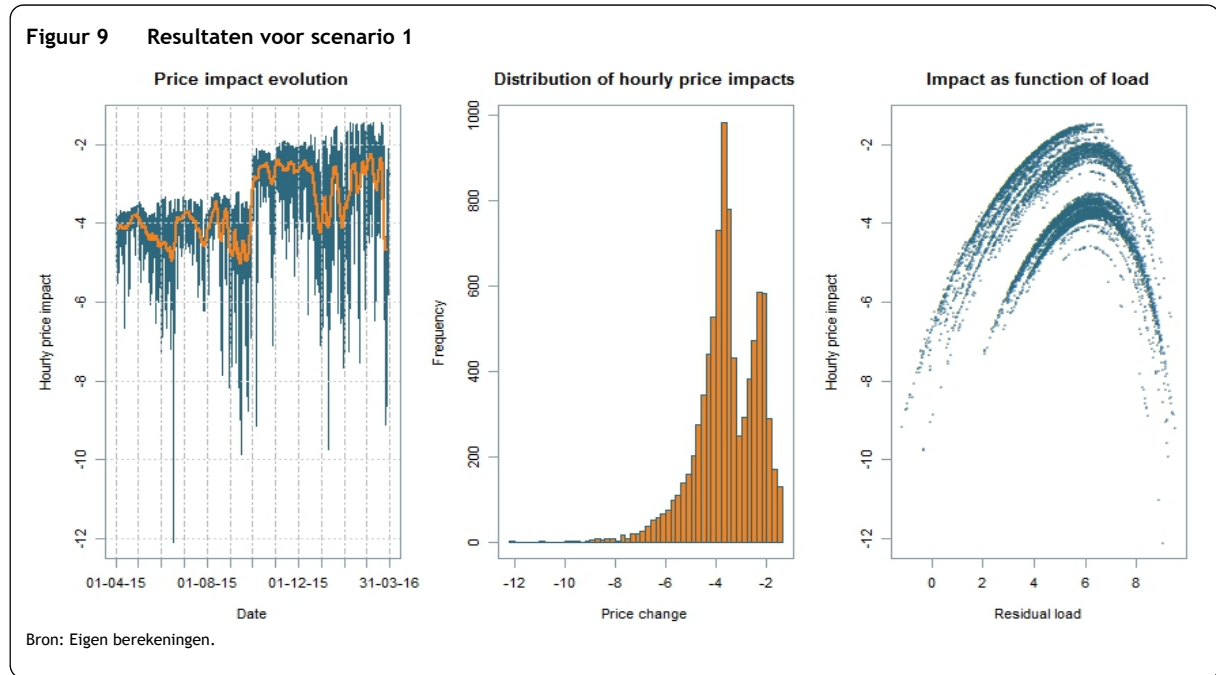
De testsample loopt van 1 april 2015 tot 31 maart 2016. Tabel 6 toont de impact van de berekende gewogen gemiddelde prijs voor die toename van 1 GW (scenario 1) en het scenario van de volledige versus verminderde capaciteit (scenario 2). In figuur 9 en figuur 10 worden de resultaten per uur grafisch weergegeven. Het is zonneklaar dat de impact groter is voor een laag of hoog verbruik, met andere woorden in die stukken waar de helling van de MOC steiler is, terwijl de minimum absolute waarde van de impact bereikt wordt voor een residueel verbruik rond 6 GW. Voor het tweede scenario

¹⁰ 5926 MW - 2447 MW is gelijk aan 3479 MW.

is het merendeel van de gemiddelde impact toe te schrijven aan periodes van laag verbruik. De twee seizoensgebonden stelsels zijn ook duidelijk zichtbaar.

Tabel 6 Resultaten van het scenario: Impact op de spotprijzen (€/MWh)

	Gemiddelde impact	Minimum per uur	Maximum per uur
Scenario 1	-3,43	-1,39	-10,82
Scenario 2	-9,65	-3,24	-27,10



In het volgende deel wordt hetzelfde probleem beschreven, maar vanuit een optimalisatiebenadering. Nadien worden beide methodologieën vergeleken om te eindigen met enkele conclusies.

3. De bottom-up optimalisatiebenadering

3.1. Een economisch toewijzingsmodel voor België

Een tweede benadering voor de merit-ordercurvemodellering gebeurt via het optimalisatie-instrument *Crystal Super Grid*¹¹. Dit model minimaliseert in feite de totale systeemproductiekosten, terwijl vraag en aanbod steeds in evenwicht dienen te zijn. Het model bevat een uitgebreide bibliotheek aan financiële en fysieke assets (thermische elektriciteitscentrales, hernieuwbare energiebronnen, interconnectielijnen, enz.) en kan daardoor op zeer gedetailleerd niveau analyses uitvoeren. De inputgegevens voor het model zijn voornamelijk afkomstig van publieke bronnen, zoals ENTSO-E en het Internationaal Energieagentschap (IEA). De vraag, de geïnstalleerde capaciteit en de thermische beschikbaarheid zijn meer bepaald afkomstig van ENTSO-E, de brandstofkosten van het IEA en de gedetailleerde capaciteitsbeschrijvingen van de individuele websites van de Europese TNB's.

Krachtige optimalisatiealgoritmes worden vervolgens gebruikt om de optimale toewijzing van productie-eenheden in geïnterconnecteerde zones te berekenen. De resultaten omvatten o.a. in- en uitvoer tussen zones (landen of regio's), marginale elektriciteitsproductiekosten en CO₂-emissies.

Crystal Super Grid draait op JAVA. Het berekeningsproces gebeurt via achtereenvolgende optimalisatieoplossingen over een rollende horizon. Dat wordt gedaan om rekening te houden met perfect inzicht aan het einde van de projectieperiode. Het model berekent problemen over een periode van 14 dagen (tactische horizon) met stappen van 7 dagen (rollende horizon) bij elke iteratie. Daardoor overlapt elke nieuwe tactische horizon van de berekeningen met de vorige, waarbij vorige beslissingen en de daaruit resulterende toestand van het systeem meegenomen worden.

In deze paper wordt dit model van de elektriciteitsmarkt met een uurlijks verbruiksprofiel, ramp-up van elektriciteitscentrales en integratie van het Europees emissiehandelssysteem toegepast op de Europese elektriciteitsmarkt om de verschillen in niveaus van nucleaire elektriciteitsproductie in België te bestuderen. Daarvoor worden twee scenario's opgesteld. Een scenario omvat een algemene beschrijving van de toestand van de productie-eenheden in de landen die tot de CWE-zone behoren (met name België, Frankrijk, Nederland, Luxemburg en Duitsland), aangevuld door de beschikbare capaciteit in vijftien andere Europese lidstaten (zoals Spanje, Italië en Portugal) en Marokko. De twee scenario's verschillen van elkaar op het vlak van de totale beschikbare capaciteit: het eerste scenario gaat ervan uit dat het volledige Belgische kernenergiepark (5926 MW) draaiende is, terwijl het tweede scenario de situatie bestudeert waarin drie kerncentrales (D1, D3 en T2) stilgelegd worden en zo simuleert wat er tijdens (een groot deel van) 2015 is gebeurd. Die scenario's sluiten dus nauw aan bij de impactanalyse die gebaseerd is op 'scenario 2' in de bovenstaande empirische studie. Deze modelleringsaanpak maakt het mogelijk het verschil in nucleaire beschikbaarheid voor een volledig (statistisch) jaar te schetsen, wat een inzicht geeft in de delta die voorkomt op elk uur van elke dag van elke week van dat jaar. Daarmee kan dan nagegaan worden welke periodes in het jaar bijzonder

¹¹ *Crystal Super Grid* is ontwikkeld door het Franse adviesbureau Artelys dat gespecialiseerd is in kwantitatieve methoden voor optimalisering, modellering en ondersteuning van de besluitvorming.

gevoelig waren voor prijsverschillen als gevolg van bijkomende nucleaire elektriciteitsproductie (of het uitvallen van kerncentrales).

Het is belangrijk te vermelden dat zowel het totale elektriciteitsverbruik als de prijs van de CO₂-emissierechten verondersteld worden dezelfde te zijn in beide scenario's. De drie kernreactoren heropstarten wordt verwacht geen directe invloed te hebben op vraagpatronen en het effect van de Belgische beleidscontext rond nucleaire elektriciteitsproductie wordt verondersteld de Europese prijs voor de CO₂-emissierechten niet drastisch te beïnvloeden¹². Er wordt ook van uitgegaan dat de elektriciteitsproductie op basis van variabele hernieuwbare energiebronnen prioritaire toegang heeft tot het net; dat betekent dat, ceteris paribus, de productie van variabele hernieuwbare energie dus niet rechtstreeks beïnvloed wordt door de heropstart (maar de economische situatie kan wel een invloed ondervinden).

3.2. Optimalisatieresultaten

Uit de resultaten van de modelleringsoefening blijkt dat over een jaar de marginale kosten (die een proxy zijn voor de groothandelsprijzen) gemiddeld 3,8 €/MWh lager liggen wanneer de drie kernreactoren (ongeveer 2,5 GW) draaien. Die bevindingen lijken dus de empirische resultaten te bevestigen die op de groothandelsmarkten werden waargenomen, hoewel ze aanzienlijk lager geraamd worden. In deel vier worden een aantal argumenten voor dit verschil aangevoerd.

Even belangrijk: de 3,8 €/MWh is een jaargemiddelde. Aangezien het model een uurlijkse granulariteit heeft, kan het verder worden opgesplitst. Globaal gezien bedraagt het grootste verschil in marginale kosten tussen een scenario met en een scenario zonder D1, D3 en T2 30,2 €/MWh, waardoor prijzen – op bepaalde momenten – 30 euro lager kunnen zijn wanneer alle kernreactoren elektriciteit produceren. Die maximumwaarde vinden we eveneens terug bij de maximale impact per uur van onze empirische raming (zie tabel 6 boven).

Door gebruik te maken van de grotere granulariteit en het bredere spectrum van de optimalisatieaanpak, kunnen meer resultaten worden verkregen. 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 de oppervlakte tussen de vraagcurve en de horizontale lijn die de marginale kosten vertegenwoordigt (gedefinieerd als het raakvlak tussen vraag en aanbod). Het incrementele consumentensurplus als gevolg van de heropstart is gelijk aan het verschil in de marginale kosten tussen het scenario met en het scenario zonder D1, D3 en T2, vermenigvuldigd met de totale vraag (die verondersteld wordt gelijk te zijn). Dat incrementele consumentensurplus is positief en bedraagt 311 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 elektriciteitsbeurs¹³ aankopen zeker de neerwaartse druk op de prijzen voelen (daarom stijgt hun consumentensurplus). Residentiële klanten zullen daarentegen de impact van die prijsdaling veel minder voelen. Volgens de Belgische energietoezichthouder CREG (2016a) maakt elektriciteit (de 'commodity') slechts ongeveer 30 % uit van

¹² Volgens Gusbin en Henry (2007) bedraagt de geraamde impact niet meer dan 5 %.

¹³ Ongeveer 30 % van de elektriciteit wordt verhandeld op Belpex, de Belgische elektriciteitsbeurs.

de totale factuur van residentiële klanten ¹⁴. 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 prijsdaling 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 is de oppervlakte tussen de horizontale lijn die de marginale kosten vertegenwoordigt (gedefinieerd als het raakvlak tussen vraag en aanbod) en de aanbodcurve. Dat komt in feite overeen met de marginale kosten van het elektriciteitssysteem vermenigvuldigd met de productie (gegenereerd door verschillende technologieën) minus de kosten om die hoeveelheid elektriciteit te produceren (die bestaan uit variabele brandstofkosten en, indien nodig, de aankoop van CO₂-emissierechten). Ten opzichte van een situatie waarin de drie kernreactoren (D1, D3 en T2) stilliggen, vertoont het totale producentensurplus (alle technologieën samen) een positief verschil van 426 miljoen euro wanneer de totale nucleaire capaciteit (5926 MW) operationeel is.

Wanneer er ingezoomd wordt op de verschillende technologieën, zien we dat hoewel de marginale kosten (dus de verkoopprijs van elektriciteit) dalen wanneer de kernreactoren heropgestart worden, het producentensurplus van de nucleaire producenten positief is en jaarlijks 476 miljoen euro bedraagt¹⁵. Dit positief producentensurplus wijst erop dat de stijging van de nucleaire elektriciteitsproductie (met bijna 20 TWh) de prijsdaling en het daarmee samenhangende potentiële winstverlies meer dan compenseert.

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 heropstarten van de drie kernreactoren, zou het producentensurplus van de zonne-energieproducenten dalen met 12 miljoen euro en dat van de windenergieproducenten met 20 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. Het kan zelfs de energieoverschakeling vertragen aangezien investeringen in flexibele en/of koolstofarme technologieën in België – die dringend noodzakelijk zijn (Devogelaer en Gusbin, 2015) – te lijden zullen hebben onder die lagere ROI-berekening en uitgesteld of zelfs geannuleerd kunnen worden.

Door het consumenten- en producentensurplus te sommeren, wordt al een idee gegeven van de variatie in de totale welvaart. Om de totale welvaart nauwkeurig te berekenen, moet nog de helft van de congestieontvangsten¹⁶ toegevoegd worden. Om de congestieontvangsten te ramen, is het van belang te weten welke stromen van land A (België) naar land B (geïnterconnecteerde buur) gaan en wat het verschil is in marginale kosten tussen land A en land B, en dit voor alle 'B-landen' waarmee België een

¹⁴ Type Dc met een duaal meetsysteem.

¹⁵ 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 (20 €/MWh). Het daaruit voortvloeiende surplus daalt dan tot 359 miljoen euro.

¹⁶ Ervan uitgaand dat de ontvangsten gelijk verdeeld zijn tussen de respectievelijke nationale TNB's.

interconnectie heeft. Daarvoor moeten we de stromen kennen en, meer bepaald, de verandering in netto-invoer tussen België en het 'B-land' waarmee België verbonden is.

Het heropstarten van de productieactiviteit van de kernreactoren heeft niet alleen een impact op de activiteit van de overige elektriciteitsproductie-eenheden in België, maar ook op zijn interconnectiecapaciteit. De herwonnen nucleaire productie lijkt, ceteris paribus, op jaarbasis 14,2 TWh aan netto elektriciteitsinvoer in België en 5,2 TWh aan elektriciteit die in eigen land wordt geproduceerd door aardgascentrales te vervangen. De nucleaire elektriciteit die 'verloren' is gegaan toen de drie reactoren stillagen, werd met andere woorden vervangen door netto-invoer (73 %) en binnenlandse aardgascentrales (27 %). Die invoer genereert congestieontvangsten, dus wanneer de netto-invoert afneemt, dalen de congestieontvangsten (in dit geval met 30 miljoen euro).

Alles bij elkaar genomen zien we dat de welvaart in België (gedefinieerd als de som van het consumentensurplus, producentensurplus en congestieontvangsten) door het heropstarten van de kernreactoren toeneemt met 722 miljoen euro.

De daling van de marginale kosten (d.w.z. de groothandelsprijzen) is ook merkbaar in andere (buitenlandse) markten (Trabert en Kemfert, 2012, Phan en Roques, 2015). De prijsimpact van de stijging van de Belgische nucleaire elektriciteitsproductie op de naburige (onderling gekoppelde) markten is aanzienlijk en kan oplopen tot 90 % van de waargenomen prijsimpact in België, terwijl prijseffecten in verder gelegen lidstaten eerder beperkt (maar niet onbestaand) zijn. We zien bijvoorbeeld dat de marginale kosten dalen met 3,7 €/MWh in Frankrijk en met 2,5 €/MWh in Nederland, tegenover slechts 0,2 €/MWh in Spanje.

Tot slot wordt de impact van het heropstarten op de CO₂-emissies onder de loep genomen. De elektriciteitssector maakt deel uit van de EU ETS, wat een 'cap-and-trade'-systeem is. Niettemin is het interessant te zien hoeveel CO₂-emissies vermeden kunnen worden door de kerncentrales in België opnieuw op te starten. Volgens de resultaten van het model komt dit neer op 2,2 Mt CO₂ in België¹⁷. Interessant is dat die daling van de CO₂-emissies in België niet het einde van het verhaal is. Aangezien het heropstarten tot een daling van zowel de elektriciteitsproductie van aardgascentrales met 5,2 TWh (dus een daling van de CO₂-emissies in België) als de netto-invoer leidt, heeft het opnieuw opstarten ook een invloed op de totale emissies in Europa via de geproduceerde niveaus (en inherent via de gekozen energiemix) in de exporterende landen (of de emissies die gegenereerd worden in het land waaruit België elektriciteit invoert). Het heropstarten leidt bijgevolg tot een algemene daling van de CO₂-emissies in Europa met 11,2 Mt. De grootste impact is merkbaar in zowel Duitsland als Nederland, twee landen waaruit we invoeren¹⁸ en die, door de drie Belgische kerncentrales opnieuw op te starten, hun kolengestookte (respectievelijk met 5 en 2 TWh) en aardgasgestookte productie (respectievelijk met 0,8 en 0,2 TWh) kunnen verminderen.

¹⁷ In 2013 bedroegen de totale netto CO₂-emissies in België 97,8 Mt, waarvan 16,5 Mt afkomstig waren van openbare elektriciteits- en warmteproductie (UNFCCC). CO₂-emissies vertegenwoordigen ongeveer 85 % van de totale BKG-emissies in België.

¹⁸ Technisch gezien is België (nog) niet verbonden met Duitsland; daarom lopen de stromen uit Duitsland door Nederland (en Frankrijk).

4. Vergelijking tussen de twee benaderingen

Aan de hand van de in de vorige delen beschreven duale methodologie, wordt de impact van de variatie in nucleaire elektriciteitsproductie op groothandelsprijzen voor elektriciteit onder de loep genomen. Door de resultaten van de twee analyses te vergelijken, zien we een gelijkaardige maar systematisch hogere prijsimpactraming in de empirische analyse. Dat kan hoofdzakelijk toegeschreven worden aan het feit dat het optimalisatiemodel de lange termijn marginale kosten genereert, terwijl de empirische analyse steunt op de werkelijk waargenomen prijsdata. In theorie zijn de prijszettingsstrategieën gebaseerd op de marginale kosten¹⁹, maar in de praktijk kan er een aanzienlijk verschil bestaan omwille van verschillende redenen.

Ten eerste zijn de marginale productiekosten – zoals die berekend worden in het optimalisatiemodel – in feite gebaseerd op historische gemiddelden van de productiekosten uit IEA-publicaties. De waargenomen prijzen op de spotmarkt (die gebruikt worden in de empirische analyse) kunnen (en zullen) afwijken als gevolg van de complexiteit en de indexering van onder meer sterk volatiele brandstof- (en CO₂-) prijzen. Het optimalisatiemodel gaat er ook van uit dat de markt perfect is (geen oligopolie), hoewel dit in de praktijk niet (altijd) het geval is. Het kan met andere woorden niet volledig uitgesloten worden dat een machtspositie aangewend wordt en bepaalde (fysieke of virtuele) beperkingen in reguliere elektriciteitsmarkten of -beurzen (bijvoorbeeld weinig flexibele elektriciteitscentrales die niet stilgelegd kunnen worden voor één uur, minimale draaitijd van elektriciteitscentrales, structurele blokbiedingen van 4 uur) een invloed hebben op de prijsvorming. Tot slot is het model niet in staat om het intern netwerk binnen het land te simuleren, dus redispatching (met een impact op de prijzen) kan niet worden opgenomen in de optimalisatieresultaten. Om al die redenen is het geen verrassing dat prijseffecten lager geraamd worden in de optimalisatieoefening.

Een ander belangrijk punt heeft betrekking op de foutmarge van de empirische analyse. De hiervoor genoemde MAE- of RMSE-waarden geven een idee van de omvang van mogelijke voorspellingsfouten van ons empirisch model. Verder onderzoek naar de empirische aanpak zou die marge moeten verkleinen door bijvoorbeeld schommelingen in de vorm van de MOC toe te laten aan de hand van functionele analysetechnieken, zoals in Liebl (2013). Bijkomend onderzoek naar de manier waarop de interconnecties met Frankrijk en Nederland gebruikt worden, zal ook leiden tot een duidelijker inzicht in die problematiek, aangezien er aanzienlijke verschillen tussen de optimalisatieresultaten en de geobserveerde gegevens kunnen zijn. Niettemin is een belangrijke les die uit beide analyses getrokken moet worden dat variaties in nucleaire energieproductie aanzienlijke prijschommelingen veroorzaken.

¹⁹ Dat verklaart waarom deze indicator gekozen werd als proxy voor de berekening van de impact van de groothandelsprijzen voor elektriciteit in het optimalisatiemodel.

5. Conclusie

De operationele heropstart van drie Belgische baseload kernreactoren die 2447 MW vertegenwoordigen, heeft een onmiskenbare invloed op een aantal nationale en internationale indicatoren. Aangezien België zowel fysiek als virtueel (door marktkoppeling) een sterk geïnterconnecteerde EU-lidstaat is, zijn de gevolgen van veranderingen in zijn nucleaire productie over heel Europa voelbaar. Uit de resultaten van het optimalisatiemodel blijkt dat het heropstarten positief is op het vlak van algemene welvaart, consumentensurplus en CO₂-emissies en dit zowel in België als op geaggregeerd Europees niveau. Uit beide analyses komt ook een significant effect op de prijzen naar voren. Dat neerwaarts effect op de prijzen moet evenwel beschouwd worden in een context van een groeiend aandeel van variabele hernieuwbare energiebronnen als onderdeel van de energietransitie, in combinatie met een stabiele tot dalende (piek)vraag (CREG, 2016b).

Hernieuwbare energiebronnen maken het voorwerp uit van Richtlijn 2009/28/EC en kunnen gezien worden als een onmisbaar onderdeel van de vereiste energietransitie naar een koolstofarme economie²⁰ (Europese Commissie, 2011, IEA, 2016). Ze hebben echter als karakteristiek dat hun marginale kosten dicht aanleunen bij nul waardoor, op energy-onlymarkten, de gemiddelde prijzen gedrukt worden en aanleiding geven tot een groeiend aandeel van periodes van lage prijzen (Sensfuss et al., 2008, Phan en Roques, 2015, Europese Commissie, 2015). Een incrementele daling van de prijzen door aan het elektriciteitssysteem lage kosten baseload toe te voegen, vermindert de rendabiliteit van de huidige centrales en van potentiële investeringen (in hernieuwbare energiebronnen of gecentraliseerde productie) nog meer en moet daarom zorgvuldig onderzocht worden om mogelijke gevolgen voor de toereikendheid van de productiecapaciteit en, meer algemeen, de elektriciteitsbevoorradingszekerheid na te gaan. Die uitdaging is des te moeilijker omdat heel wat investeringen in de Belgische elektriciteitsproductiesector nodig zijn (Devogelaer en Gusbin, 2015) en lage prijzen de broodnodige investeringen niet zullen aantrekken. Onze bevindingen hebben daarom belangrijke beleidsimplicaties omdat ze aantonen dat er rekening moet worden gehouden met de neerwaartse impact van een verlengde nucleaire elektriciteitsopwekking op de groothandelsprijzen voor elektriciteit bij het herzien van (het tijdschema in) de wet op de kernuitstap aangezien deze de noodzakelijke overschakeling naar een koolstofarme economie kan vertragen.

²⁰ Uit de IEA-projecties voor OESO-economieën blijkt dat de gemiddelde CO₂-intensiteit van elektriciteit moet dalen van 411g/kWh in 2015 tot 15 g/kWh tegen 2050 om het streefdoel te bereiken, nl. de stijging van de wereldwijde temperatuur beperken tot 2°C (IEA, 2016).

6. Referenties

- Artelys France (2015), Artelys Crystal Super Grid documentation.
- CREG (2016a), De componenten van de elektriciteits-en aardgasprijzen, STUDIE (F)160309-CDC-1516.
- CREG (2016b), De opvallende evoluties op de Belgische groothandelsmarkten elektriciteit en gas in 2015, Nota (Z)160114-CDC-1506.
- Davis, L. en Hausman, C. (2014), The value of transmission in electricity markets: Evidence from a nuclear power plant closure, Energy Institute at Haas, Working Paper 248.
- Devogelaer, D. en Gusbin, D. (2015), 2030 Climate and Energy Framework for Belgium - Impact assessment of a selection of policy scenarios up to 2050, Federaal Planbureau, Working Paper 3-15.
- ENTSO-E (2016), Transparency Platform, <https://transparency.entsoe.eu/dashboard/show>, [geraadpleegd in maart 2016].
- Europese Commissie (2011), A Roadmap for moving to a competitive low carbon economy in 2050, Impactbeoordeling, COM(2011) 112 final, SEC(2011) 289 final, maart.
- Europese Commissie, DG Energie (2015), Quarterly Report on European Electricity Markets, Market Observatory for Energy, Volume 8, Editie 1, eerste kwartaal.
- Gusbin, D. en Henry, A. (2007), Toelichting bij enkele uitdagingen voor het Belgische energiebeleid geconfronteerd met de klimaatproblematiek, Federaal Planbureau, Working Paper 1-07.
- He, Y., Hildmann, M., Herzog, F. en Andersson, G. (2013), Modeling the Merit-order Curve of the European Energy Exchange Power Market in Germany, IEEE Transactions on Power Systems, 28(3), 3155-3164
- IEA (2011), World Energy Outlook 2011.
- IEA (2016), Re-powering markets, Market design and regulation during the transition to low-carbon power systems.
- Jacobsson, S. en Lauber, V. (2006), The politics and policy of energy system transformation—explaining the German diffusion of renewable energy technology, Energy Policy, 34(3), 256-276.
- Knittel, C.R. en Roberts, M.R. (2005), An empirical examination of restructured electricity prices, Energy Economics, 27(5), 791-817.
- Kunz, F., Hirschausen, C., Möst, D. en Weigt, H. (2011), Nachfragesicherung und Lastflüsse nach dem Abschalten von Kernkraftwerken in Deutschland Sind Engpässe zu befürchten?, TU Dresden, Electricity Markets Working Papers, WP-EM-44.
- Laleman, R. en Albrecht, J. (2016), Belgian blackout? Estimations of the reserve margin during the nuclear phase-out, International Journal of Electrical Power & Energy Systems, Volume 81, 416-426.
- Liebl, D. (2013), Modeling and Forecasting Electricity Spot Prices: A Functional Data Perspective, The Annals of Applied Statistics, 7(3), 1562-1592.

- Matthes, F., Harthan, R. en Loreck, C. (2011a), Schneller Ausstieg aus der Kernenergie in Deutschland. Kurzfristige Ersatzoptionen, Strom- und CO₂-Preiseffekte, Kurzanalyse für die Umweltstiftung WWF Deutschland, Ökoinstitut, Berlin.
- Matthes, F., Harthan, R. en Loreck, C. (2011b), Atomstrom aus Frankreich? Kurzfristige Abschaltungen deutscher Kernkraftwerke und die Entwicklung des Strom-Austauschs mit dem Ausland, Kurzanalyse für die Umweltstiftung WWF Deutschland, Ökoinstitut, Berlin.
- Müller, J., (2013) Stochastic Modeling of the Spot Price of Electricity Incorporating Commodities and Renewables as Exogenous Factors, Universität Siegen Dissertation, Siegen, 2013
- Nuclear Forum (2016), De elektriciteitsproductie op basis van kernenergie, <https://www.nuclearforum.be/energ/de-eletriciteitsproductie-op-basis-van-kernenergie>, [geraadpleegd in maart 2016].
- OIES 2016, Electricity markets are broken – can they be fixed?, Keay, M., OIES paper EL17, januari.
- Phan, S. en Roques, F. (2015), Is the depressive effect of renewables on power prices contagious?, CEEM, Working Paper 2015-16.
- Sensfuss, F., Ragwitz, M. en Genoese, M. (2008), The merit-order effect: a detailed analysis of the price effect of renewable electricity generation on spot market prices in Germany, Energy Policy, 36(8), 3086-3094.
- Traber, T. en Kemfer, C. (2012), German Nuclear Phase-out Policy Effects on European Electricity Wholesale Prices, Emission Prices, Conventional Power Plant Investments and Electricity Trade, DIW Berlin, Discussion Paper 1219.
- Thoenes, S., (2014), Understanding the Determinants of Electricity Prices and the Impact of the German Nuclear Moratorium in 2011, The Energy Journal, 35(4).