

BELGISCHE KAMER VAN
VOLKSVERTEGENWOORDIGERS

19 april 2018

HOORZITTINGEN

over het Energiepact

VERSLAG

NAMENS DE COMMISSIE
VOOR HET BEDRIJFSLEVEN, HET
WETENSCHAPSBELEID, HET ONDERWIJS,
DE NATIONALE WETENSCHAPPELIJKE EN CULTURELE
INSTELLINGEN, DE MIDDENSTAND
EN DE LANDBOUW
UITGEBRACHT DOOR
MEVROUW **Karin TEMMERMAN**
EN DE HEER **Benoît FRIART**

INHOUD

Blz.

I. Procedure	3
II. Powerpointvoorstellen	3
III. Bespreking	3
IV. Bijlage: presentatie	14

CHAMBRE DES REPRÉSENTANTS
DE BELGIQUE

19 avril 2018

AUDITIONS

sur le Pacte énergétique

RAPPORT

FAIT AU NOM DE LA COMMISSION
DE L'ÉCONOMIE, DE LA POLITIQUE SCIENTIFIQUE,
DE L'ÉDUCATION, DES INSTITUTIONS
SCIENTIFIQUES ET CULTURELLES NATIONALES,
DES CLASSES MOYENNES
ET DE L'AGRICULTURE
PAR
MME **Karin TEMMERMAN**
ET M. **Benoît FRIART**

SOMMAIRE

Pages

I. Procédure	3
II. Présentations Powerpoint	3
III. Discussion	3
IV. Annexe: présentation	14

**Samenstelling van de commissie op de datum van indiening van het verslag/
Composition de la commission à la date de dépôt du rapport**

Voorzitter/Président: Jean-Marc Delizée

A. — Vaste leden / Titulaires:

N-VA Rita Gantois, Werner Janssen, Johan Klaps, Bert Wollants
PS Paul-Olivier Delannois, Jean-Marc Delizée, Fabienne Winckel
MR Caroline Cassart-Mailleux, Benoît Friart, Isabelle Galant
CD&V Leen Dierick, Griet Smaers
Open Vld Patricia Ceysens, Nele Lijnen
sp.a Youro Casier
Ecolo-Groen Gilles Vanden Burre
cdH Michel de Lamotte

B. — Plaatsvervangers / Suppléants:

Rita Bellens, Christoph D'Haese, Inez De Coninck, Peter Dedecker, Koen Metsu
Nawal Ben Hamou, Jacques Chabot, Laurent Devin, Karine Lalieux, Alain Mathot
Emmanuel Burton, Gautier Calomne, David Clarinval, Damien Thiéry
Nathalie Muylle, Jef Van den Bergh, Vincent Van Peteghem
Egbert Lachaert, Vincent Van Quickenborne, Tim Vandenput
Maya Detiège, Karin Temmerman
Kristof Calvo, Jean-Marc Nollet
Benoît Dispa, Vanessa Matz

C. — Niet-stemgerechtigd lid / Membre sans voix délibérative:

PP Aldo Carcaci

N-VA	:	Nieuw-Vlaamse Alliantie
PS	:	Parti Socialiste
MR	:	Mouvement Réformateur
CD&V	:	Christen-Democratisch en Vlaams
Open Vld	:	Open Vlaamse liberalen en democraten
sp.a	:	socialistische partij anders
Ecolo-Groen	:	Ecologistes Confédérés pour l'organisation de luttes originales – Groen
cdH	:	centre démocrate Humaniste
VB	:	Vlaams Belang
PTB-GOI	:	Parti du Travail de Belgique – Gauche d'Ouverture
DéFI	:	Démocrate Fédéraliste Indépendant
PP	:	Parti Populaire
Vuye&Wouters	:	Vuye&Wouters

Afkortingen bij de nummering van de publicaties:

DOC 54 0000/000: Parlementair document van de 54^e zittingsperiode + basisnummer en volgnummer
QRVA: Schriftelijke Vragen en Antwoorden
CRIV: Voorlopige versie van het Integraal Verslag
CRABV: Beknopt Verslag
CRIV: Integraal Verslag, met links het definitieve integraal verslag en rechts het vertaald beknopt verslag van de toespraken (met de bijlagen)
PLEN: Plenum
COM: Commissievergadering
MOT: Moties tot besluit van interpellaties (beigekleurig papier)

Abréviations dans la numérotation des publications:

DOC 54 0000/000: Document parlementaire de la 54^e législature, suivi du n° de base et du n° consécutif
QRVA: Questions et Réponses écrites
CRIV: Version Provisoire du Compte Rendu intégral
CRABV: Compte Rendu Analytique
CRIV: Compte Rendu Intégral, avec, à gauche, le compte rendu intégral et, à droite, le compte rendu analytique traduit des interventions (avec les annexes)
PLEN: Séance plénière
COM: Réunion de commission
MOT: Motions déposées en conclusion d'interpellations (papier beige)

Officiële publicaties, uitgegeven door de Kamer van volksvertegenwoordigers

Bestellingen:
Natieplein 2
1008 Brussel
Tel.: 02/ 549 81 60
Fax: 02/549 82 74
www.dekamer.be
e-mail: publicaties@dekamer.be

De publicaties worden uitsluitend gedrukt op FSC gecertificeerd papier

Publications officielles éditées par la Chambre des représentants

Commandes:
Place de la Nation 2
1008 Bruxelles
Tél.: 02/ 549 81 60
Fax: 02/549 82 74
www.lachambre.be
courriel: publications@lachambre.be

Les publications sont imprimées exclusivement sur du papier certifié FSC

DAMES EN HEREN,

Uw commissie heeft deze hoorzittingen gehouden tijdens haar vergadering van 14 maart 2018.

I. — PROCEDURE

De commissie bedrijfsleven heeft op 14 maart 2018 enkele hoorzittingen gehouden over de door de minister van Energie, Leefmilieu en Duurzame Ontwikkeling gevraagde studies over het Energiepact. Hierbij werden de volgende personen en instanties gehoord:

— De heer Johan Albrecht, Universiteit Gent

— De dames Dominique Gusbin en Danielle Devogelaer, Federaal Planbureau

— De heer Luc Vercruyssen, *Price Waterhouse Coopers* (PWC)

Deze sprekers hebben alle een powerpointvoorstelling gegeven, die terug te vinden is in bijlage bij dit verslag. Daarna hebben zij geantwoord op de vragen van de commissieleden.

II. — POWERPOINTPRESENTATIES

De voorstellingen komen voor in bijlage bij dit verslag.

III. — BESPREKING

A. Vragen van de sprekers

De heer Bert Wollants wenst vooreerst enkele vragen te stellen aan de heer Albrecht. In eerste instantie heeft hij begrepen dat de heer Albrecht de scenario's met betrekking tot de vraag heeft gekregen van de minister: gaat het om een realistisch scenario? Spreker vraagt in dit verband of bijvoorbeeld rekening werd gehouden met de toename van elektrische voertuigen, warmtepompen, enzovoort

Vervolgens gaat spreker in op de discrepantie in de aangehaalde vork tussen de bedragen van 150 enerzijds en 900 miljoen euro anderzijds: hij neemt aan dat de 150 miljoen toch een louter veronderstelling is en hij wenst te vernemen of dit gaat om een opgelegde variant dan wel of de auteur deze zelf heeft toegevoegd.

MESDAMES, MESSIEURS,

Votre commission a organisé ces auditions au cours de sa réunion du 14 mars 2018.

I. — PROCÉDURE

Le 14 mars 2018, la commission de l'Économie a consacré plusieurs auditions aux études demandées par la ministre de l'Énergie, de l'Environnement et du Développement durable à propos du Pacte énergétique. Dans ce cadre, la commission a auditionné les personnes et les instances suivantes:

— M. Johan Albrecht, Université de Gand (UGent)

— Mmes Dominique Gusbin et Danielle Devogelaer, Bureau fédéral du Plan

— M. Luc Vercruyssen, *Price Waterhouse Coopers* (PWC)

Ces orateurs ont tous donné une présentation Powerpoint, qui annexée au présent rapport. Ensuite, ils ont répondu aux questions des membres de la commission.

II. — PRÉSENTATIONS POWERPOINT

Ces présentations ont été annexées au présent rapport.

III. — DISCUSSION

A. Questions des intervenants

Avant toute chose, *M. Bert Wollants* souhaite poser quelques questions à M. Albrecht. L'intervenant avait d'abord compris que M. Albrecht avait reçu de la ministre les scénarios relatifs à la demande: s'agit-il d'un scénario réaliste? À ce propos, l'intervenant demande si l'on a, par exemple, tenu compte de l'augmentation des véhicules électriques, des pompes à chaleur, etc.

Ensuite, l'intervenant épingle la disparité dans la fourchette citée, oscillant entre 150 millions, d'une part, et 900 millions d'euros, d'autre part: il imagine que le chiffre de 150 millions n'est autre qu'une simple supposition et aimerait savoir s'il s'agit d'une variante imposée ou d'un ajout de la part de l'auteur.

Vervolgens stelt spreker vast dat de verschillende scenario's tot 2030 weinig verschillen in kostprijs en dat tot 2040 het referentiescenario qua systeemkosten merkbaar goedkoper is dan de pactscenario's: betekent dit volgens de auteur dat de pactscenario's nog optimaliseerbaar zijn qua kosten?

Daarna gaat spreker in op de invoercapaciteit: vandaag bedraagt deze 2,2 GW vanuit Frankrijk waarvan we ongeveer 50 % doorsturen naar Nederland: op welke manier werd dit verrekend in het model van heer Albrecht? De volledige importcapaciteit is immers niet beschikbaar voor de bevoorradingszekerheid van één land.

Ten slotte vraagt spreker aan de heer Albrecht op welke manier zijn cijfers met betrekking tot de CO₂-uitstoot tot stand zijn gekomen: welke exacte berekeningen kan de heer Albrecht hiervoor voorleggen?

Ter attentie van het Planbureau gaat de heer Wollants vervolgens in op het zogenaamde "producentensurplus": dit betreft het verschil tussen een scenario met 0 en een scenario met 2 GW nucleaire capaciteit: op welke manier stijgt dit surplus wat gas betreft ten opzichte van de huidige situatie? Momenteel bedraagt de marginale systeemkost immers 39 euro en niet 73 euro.

Wat de CO₂-prijs betreft verklaart het Planbureau dat een prijs van 27 euro per ton onvoldoende is om een omschakeling in de *merit order* te bewerkstelligen (zodat eerst de gascentrales aangaan voordat steenkool en bruinkoolcentrales in Duitsland worden aangeschakeld): waar ligt volgens spreker het omslagpunt in de *merit order*-curve?

Ten slotte zou de impact van het buitenland zeer groot zijn: betekent dit dat deze impact nog groter wordt naargelang we meer afhankelijk worden van de invoer van elektriciteit?

Ten slotte stelt de heer Wollants vast dat de vertegenwoordiger van PWC verklaarde dat het capaciteitsvergoedingsmechanisme klaar zou moeten zijn in 2020 maar de heer Vercruyssen verklaarde zelf dat de implementatie van een dergelijk mechanisme jaren kan duren: welke lijkt in deze een haalbare planning?

Daarnaast moet een dergelijk mechanisme compatibel zijn met onze buurlanden: betekent dit dat er een risico bestaat dat het mechanisme een impact heeft op de capaciteit in het buitenland? Deze laatste kan namelijk sneller afnemen dan we momenteel veronderstellen.

L'intervenant constate ensuite que les scénarios envisagés jusqu'en 2030 diffèrent peu en termes de coûts et que, jusqu'en 2040, le scénario de référence implique des coûts systémiques bien moins élevés que les scénarios proposés dans le pacte: cela signifie-t-il selon l'auteur que ces derniers pourraient encore être optimisés au niveau des coûts?

L'intervenant se penche ensuite sur la capacité d'importation. La capacité d'importation depuis la France s'élève aujourd'hui à 2,2 GW. Environ la moitié de ce volume est transférée aux Pays-Bas: comment cette donnée a-t-elle été intégrée dans le modèle de M. Albrecht? En effet, la totalité de la capacité d'importation n'est pas disponible pour assurer la sécurité d'approvisionnement d'un seul pays.

Enfin, l'intervenant demande à M. Albrecht d'où proviennent les chiffres qu'il avance au sujet des émissions de CO₂: quels calculs précis peut-il produire à cet égard?

M. Wollants s'adresse ensuite au Bureau du Plan. Il revient sur le "surplus des producteurs". Celui-ci concerne la différence entre un scénario dans lequel la capacité nucléaire serait de 0 GW et un scénario dans lequel elle serait de 2 GW. Comment ce surplus augmente-t-il en ce qui concerne le gaz par rapport à la situation actuelle? En effet, le coût systémique marginal s'élève aujourd'hui à 39 euros et non à 73 euros.

Pour ce qui est du prix du CO₂, le Bureau du Plan déclare qu'un prix de 27 euros par tonne est insuffisant pour entraîner des modifications au niveau du *merit order* (et donc pour que l'on fasse appel aux centrales au gaz avant de se tourner vers les centrales allemandes au charbon et à la lignite). M. Wollants demande à l'orateur à partir de quel montant la courbe du *merit order* pourrait s'infléchir.

Enfin, l'impact de l'étranger serait très important: cela signifie-t-il que cet impact augmentera encore au fur et à mesure de l'augmentation de notre dépendance aux importations d'électricité?

M. Wollants constate enfin que le représentant de PWC a déclaré que le mécanisme de rémunération de la capacité devrait être prêt en 2020, alors que, selon d'après M. Vercruyssen, la mise en place d'un tel mécanisme peut prendre plusieurs années: quel calendrier pourrait-on considérer comme réaliste en l'espèce?

Par ailleurs, ce mécanisme doit être compatible avec ceux utilisés par nos voisins: cela signifie-t-il qu'il risque d'avoir un impact sur la capacité à l'étranger? En effet, celle-ci pourrait diminuer plus rapidement que nous ne le supposons aujourd'hui.

Mevrouw Karine Lalieux (PS) stelt vast dat volgens de heer Albrecht een verlenging van de nucleaire capaciteit niet leidt tot een vermindering van de kosten van de energietransitie; bovendien houdt een verlenging meer risico's in en leidt ze tot een toename van het nucleaire afval. Welke economische argumenten zijn er om te wachten met de nucleaire uitstap en de vereiste investeringen pas over 10-20 jaar aan te vangen?

In dit verband vermeldt spreker de verklaring van de NIRAS van enkele dagen geleden dat de totale kosten van het nucleaire passief opnieuw werden geraamd en het bedrag werd opgetrokken van 10,9 naar 15,1 miljard euro: bovendien zal dit bedrag in de toekomst nog stijgen: werd deze risicofactor door de heer Albrecht in rekening gebracht in de gehanteerde scenario's voor de verlenging?

Kan de heer Albrecht verder toelichting geven bij de polemiek rond de door de minister naar voor geschoven meerkost van 15 euro per gezin?

Ten slotte wenst spreker te vernemen of bij de berekening van de verschillende scenario's rekening werd gehouden met de technologische evolutie (batterijen en dergelijke) en met het vraagbeheer?

Vervolgens stelt spreker vast dat de heer Vercruyssen een keuze maakt voor een bepaald capaciteitsvergoedingmechanisme maar daarnaast een hele lijst voorlegt van obstakels die eerst nog uit de weg moeten worden geruimd. Eigenlijk moest de beslissing ter zake reeds genomen zijn in 2015: welke is de juiste timing van de verschillende noodzakelijke beslissingen om te kunnen uitstappen uit kernenergie? Is dit überhaupt nog mogelijk?

De heer Benoît Friart (MR) stelt ter attentie van de heer Albrecht dat aardgas voornamelijk wordt geïmporteerd uit landen die politiek instabiel zijn en bovendien zal volgens de meeste waarnemers (onder meer de Wereldbank) de netto gasprijs blijven stijgen: moet men hiermee dan ook geen rekening houden?

Ter attentie van het Planbureau dat inging op de evolutie van de betalingsbalans vraagt spreker of werd nagegaan of de exportcapaciteit van onze buurlanden voldoende is.

Daarnaast wenst spreker te vernemen of inzake scenario's betreffende werkgelegenheid ook ENGIE werd gecontracteerd? Werd daarbij ook de tewerkstelling bij de onderaannemers in rekening gebracht?

Mme Karine Lalieux (PS) constate que, selon M. Albrecht, une prolongation de la capacité nucléaire ne résultera pas en une réduction du coût de la transition énergétique, qu'elle comportera en outre plus de risques et entraînera une augmentation du volume des déchets nucléaires. Quels sont les arguments économiques justifiant de reporter la sortie du nucléaire et de ne commencer à procéder aux investissements nécessaires que dans 10 à 20 ans?

L'intervenante mentionne à cet égard que l'ONDRAF a déclaré, il y a quelques jours, que le coût total du passif nucléaire avait été réévalué et qu'il a été porté de 10,9 à 15,1 milliards d'euros. Qui plus est, ce montant augmentera encore à l'avenir. Ce facteur de risques a-t-il été pris en compte par M. Albrecht dans les scénarios utilisés pour la prolongation?

M. Albrecht peut-il apporter des précisions au sujet de la polémique concernant le coût supplémentaire de 15 euros par ménage avancé par la ministre?

L'intervenante souhaite enfin savoir si l'évolution technologique (batteries, etc...) et la gestion de la demande ont été prises en compte dans le calcul des différents scénarios.

L'intervenante constate ensuite que M. Vercruyssen opte pour un mécanisme donné de rémunération de capacité, mais qu'il énumère par ailleurs toute une série d'obstacles qu'il faudra d'abord encore lever. En réalité, la décision en la matière devait déjà avoir été prise en 2015: quel est le calendrier exact des différentes décisions nécessaires afin de pouvoir sortir de l'énergie nucléaire? Cela est-il encore possible en réalité?

M. Benoît Friart (MR) attire l'attention de M. Albrecht sur le fait que le gaz naturel est principalement importé de pays politiquement instables et que, de surcroît, son prix net continuera à augmenter selon la plupart des observateurs (la Banque mondiale notamment). Ne faut-il dès lors pas en tenir compte?

L'intervenant demande au Bureau fédéral du Plan, qui s'est penché sur l'évolution de la balance des paiements, si l'on a vérifié si la capacité d'exportation des pays voisins de la Belgique est suffisante.

L'intervenant souhaite, en outre, savoir si un contrat a été également conclu avec ENGIE en ce qui concerne l'emploi? L'emploi chez les sous-traitants a-t-il également été pris en compte à cet égard?

De heer Jean-Marc Nollet (Ecolo-Groen) merkt voor- eerst op dat de politieke discussie belangrijker is dan de technische vragen over het energiepact.

Ten eerste stelt spreker vast ter attentie van de heer Albrecht dat deze laatste voor zijn studie voor minister Marghem andere kosten heeft in rekening gebracht dan diegene die in zijn boek “Energietrilemma” werden gehanteerd: graag ontving hij een tabel met de evolutie van deze kosten.

Daarna stelt spreker vast dat in ongeveer alle scenario's (zowel met 2, 4, als 6 GW nucleaire capaciteit) de reactoren hoe dan ook op het einde van hun levensduur komen: gaat het hier om een zwarte doos? Immers een vergelijking is onmogelijk want de heer Albrecht beschikt niet over de gegevens met betrekking tot de kosten van de bouw van een nieuwe kerncentrale. Kan men op die manier nog ernstige prijsvergelijkingen maken bij projecties na 2025 en later? Is het namelijk niet zo dat nucleaire capaciteit na 2035 hoe dan ook duurder zal zijn? Alle vectoren dienen immers tot 2050 op een gelijke manier te worden bekeken.

Mevrouw Leen Dierick (CD&V) merkt op dat de heer Albrecht zelf heeft verklaard dat de aannames voor zijn studie eigenlijk werden ingevuld door het kabinet: dit is een belangrijke vaststelling. Gaat het hierbij om realistische of voluntaristische cijfers? Immers de sector van de warmtekrachtkoppeling (WKK) schat dat er tegen 2025 1000 MW aan vermogen kan bijkomen: door het gebruik van WKK zouden er zodoende minder nieuwe gascentrales nodig zijn: wordt dit door de heer Albrecht ingeschat? Waarom werd het niet opgenomen in de studie?

Daarnaast is het duidelijk in de voorgelegde tabellen dat hoe sneller de nucleaire capaciteit wordt uitgefaseerd hoe meer gascapaciteit zal nodig zijn; daartegenover staat de doelstelling voor een koolstofarme samenleving 2050: zal het in 2050 verder nog mogelijk zijn om zoveel gascapaciteit hebben? En zullen de gascentrales die na 2035 worden gebouwd nog voldoende jaren kunnen draaien om zichzelf terug te verdienen?

Volgens de studie van de heer Albrecht is er een verschil in de totale systeemkost van de kernuitstap tussen 150 miljoen euro (bij de aannahme van goedkoop gas) en 900 miljoen euro (bij de aannahme van een hogere gasprijs). Wat houdt deze systeemkost eigenlijk in totaliteit in? Zitten hierin ook alle kosten voor de ondersteuningsmechanismen zoals de subsidies die

M. Jean-Marc Nollet (Ecolo-Groen) fait tout d'abord observer que le débat politique est plus important que les questions techniques sur le pacte énergétique.

En premier lieu, l'intervenant constate, à l'attention de M. Albrecht, que ce dernier a pris en compte, dans son étude pour la ministre Marghem, d'autres coûts que ceux qu'il mentionne dans son ouvrage “Le trilemma énergétique”. Le membre souhaiterait obtenir un tableau retraçant l'évolution de ces coûts.

Ensuite, l'intervenant constate que dans pratiquement tous les scénarios (qu'ils prévoient une capacité nucléaire de 2, 4 ou 6 GW), les réacteurs arrivent de toute façon à la fin de leur durée de vie: s'agit-il, en l'occurrence, d'acheter un chat dans un sac? En effet, toute comparaison est impossible, car M. Albrecht ne dispose pas des données relatives aux coûts de construction d'une nouvelle centrale nucléaire. Peut-on encore, de cette manière, établir des comparaisons de prix sérieuses en faisant des projections au-delà de 2025? En effet, n'est-il pas vrai que la capacité nucléaire coûtera de toute façon plus cher après 2035? Tous les vecteurs doivent en effet être considérés de manière uniforme jusqu'en 2050.

Mme Leen Dierick (CD&V) souligne que selon les propos de M. Albrecht lui-même, les hypothèses utilisées pour son étude ont été définies par le cabinet: cette constatation est importante. S'agit-il, à cet égard, de chiffres réalistes ou volontaristes? En effet, le secteur de la cogénération estime que l'on pourra disposer d'une puissance supplémentaire de 1000 MW en 2025. L'utilisation de la cogénération permettrait de réduire le nombre de nouvelles centrales au gaz nécessaires. M. Albrecht tient-il compte d'une telle estimation? Pourquoi cela n'apparaît-il pas dans son étude?

En outre, les tableaux présentés montrent clairement que la capacité gazière nécessaire sera d'autant plus importante que la réduction progressive de la capacité nucléaire sera rapide. En revanche, la date prévue pour atteindre l'objectif d'une société bas-carbone est fixée à 2050. Pourra-t-on encore continuer, en 2050, à disposer d'une telle capacité gazière? Et les centrales au gaz qui seront construites après 2035 pourront-elles encore fonctionner pendant suffisamment d'années pour être amorties?

Selon l'étude de M. Albrecht, le coût systémique total de la sortie du nucléaire pourrait aller de 150 millions d'euros (en partant du principe que le gaz sera bon marché) à 900 millions d'euros (en cas de prix du gaz plus élevé). Que comprend, au fond, ce coût systémique? Est-ce qu'il inclut tous les coûts liés aux mécanismes de soutien, tels que les subsides nécessaires au

nodig zijn voor groene stroom en voor het capaciteitsmechanisme of niet? Heeft de professor ook berekend wat het surplus zal bedragen voor de consumenten en producenten? Kan de heer Albrecht daarnaast een berekening geven van het door de minister aangehaalde bedrag van 15 euro per gezin?

Ten slotte vraagt mevrouw Dierick of de heer Albrecht ook informatie kan geven over zijn bijkomende opdracht met betrekking tot de uitstoot van CO₂.

Ter attentie van het Planbureau gaat mevrouw Dierick eveneens in op de door de minister vastgelegde aannames: in de studie van het Planbureau stelt men duidelijk dat de scenario's die werden bestudeerd door het kabinet van de minister werden bepaald. Daarbij valt op dat het referentiescenario meer voluntaristisch lijkt in termen van hernieuwbare energie en pompcentrales: zo moet in alle scenario's rekening worden gehouden met een uitbreiding van de site van Coo met een derde bassin (Coo3): is dit realistisch?

Daarnaast heeft het Planbureau een analyse gemaakt van de werkgelegenheid en zou minstens 30 % van het personeel aan het werk kunnen blijven bij een nucleaire *phase out*. Heeft het Planbureau berekend hoeveel jobs er zullen bijkomen door meer te investeren in hernieuwbare energie?

Ten slotte vraagt spreker aan het Planbureau of er ook tekst beschikbaar is naast de voorgestelde slides.

Mevrouw Karin Temmerman (sp.a) stelt vast dat alle bijkomende studies niets nieuws hebben opgeleverd: er moet gewoon dringend een politieke beslissing worden genomen.

Mevrouw Temmerman gaat vooreerst in op de systeemkosten die door de heer Albrecht worden geschat in een vork van 150 tot 900 miljoen euro: zij wenst te vernemen wat het aandeel is van de winsten van Electrabel in dit totale bedrag (dit aandeel wordt door het Planbureau geschat tussen 400 en 800 miljoen euro).

Daarnaast vraagt zij op welke manier de CO₂-prijzen zijn verrekend in deze systeemkosten: op dit punt vertoont de studie van de heer Albrecht immers een verschil met de studie van Energyville.

Vervolgens wijst spreker op een verschil tussen de studie van de heer Albrecht en die van het Planbureau: in deze laatste studie wordt de behoefte aan gas immers lager ingeschat: waar de heer Albrecht een schatting

développement de l'électricité verte et au mécanisme de capacité? Le professeur a-t-il également calculé le montant du surplus pour les consommateurs et les producteurs? M. Albrecht peut-il ensuite exposer le calcul de la somme de quinze euros par ménage mentionnée par le ministre?

Enfin, Mme Dierick demande à M. Albrecht s'il peut également donner des informations sur la mission annexe qui lui a été confiée à propos des émissions de CO₂.

À l'attention du bureau du Plan, Mme Dierick évoque également les hypothèses établies par le ministre: dans l'étude du bureau du Plan, il est clairement indiqué que les scénarii étudiés ont été établis par le cabinet du ministre. Il en ressort que le scénario de référence semble plus volontariste en ce qui concerne les énergies renouvelables et les centrales de pompage. Ainsi, tous les scénarii doivent prendre en compte un élargissement du site de Coo avec l'ajout d'un troisième bassin (Coo3). Est-ce réaliste?

Le bureau du Plan a également analysé les possibilités d'emploi et au moins 30 % du personnel devrait pouvoir rester en poste en cas de sortie progressive du nucléaire. Le bureau du Plan a-t-il déjà calculé combien d'emplois seront créés en investissant davantage dans les énergies renouvelables?

Enfin, l'intervenante demande au bureau du Plan si un texte est également disponible parallèlement au diaporama qui a été distribué.

Mme Karin Temmerman (sp.a) constate que toutes les études complémentaires n'ont rien apporté de neuf: il faut simplement qu'une décision politique soit prise d'urgence.

Mme Temmerman évoque tout d'abord les coûts du système, que l'estimation réalisée par M. Albrecht situe dans une fourchette allant de 150 à 900 millions d'euros. À cet égard, l'intervenante souhaite savoir quelle est la part des bénéfices d'Electrabel dans ce montant total (le Bureau du Plan estime que cette part se situe entre 400 et 800 millions d'euros).

Elle demande par ailleurs comment les prix du CO₂ sont intégrés dans le calcul de ces coûts: sur ce point, l'étude de M. Albrecht présente une différence par rapport à celle d'Energyville.

L'intervenante souligne ensuite une différence entre l'étude de M. Albrecht et celle du Bureau du Plan: dans cette dernière, l'estimation des besoins en gaz est moindre: 6,5 GW au lieu de 7,55 GW dans

geeft van 7,55 GW komt het Planbureau slechts tot 6,5 GW: voor zover de uitgangspunten van beide studies toch identiek zijn, moet er sprake zijn van een hogere vraaghypothese in de studie van de heer Albrecht.

Wat verder de studie betreft van het Federaal Planbureau vindt zij op bladzijde 10-12 een zogenaamde sensitiviteitsanalyse van de referentiescenario's. Het is voor spreker onduidelijk hoe men hier aan de nodige gascapaciteit komt: worden hier enkel nieuwe gascentrales in rekening gebracht of worden ook de oude centrales erbij geteld?

Op bladzijde 21-22 van dezelfde studie wordt gesproken van de capaciteitsfactor van de nucleaire centrales: het gaat hier over de compatibiliteit van de kerncentrales met de hernieuwbare productie of de zogenaamde flexibiliteit van kernenergie: in deze studie ziet men een hogere productiekost bij een lagere capaciteitsfactor: graag kreeg ze hierbij meer toelichting.

Ten slotte vraagt mevrouw Temmerman van welke vraag het Planbureau is uitgegaan in het pactscenario.

Vervolgens stelt spreker vast dat uit de uiteenzetting van de heer Vercruyssen is gebleken dat het nu reeds te laat is en de timing niet meer kan worden gehaald om een capaciteitsvergoedingsmechanisme uit te bouwen: bestaat nog de intentie om de timing te halen tegen 2025?

Daarnaast vraagt zij of het mogelijk is om in fases te werk te gaan voor de vervanging van de gascapaciteit.

Ten slotte wenst zij te vernemen of er naast de slides ook teksten beschikbaar zijn van de studie van PWC.

De heer Kristof Calvo (Ecolo-Groen) benadrukt vooraf dat de politieke discussie veel belangrijker is dan de technische benadering. Spreker wenst te vernemen hoeveel scenario's werden bestudeerd en in hoeverre de keuze van deze scenario's 100 % werd bepaald door het kabinet. Werd bijvoorbeeld ook een voluntaristisch scenario bestudeerd met uitrol van hernieuwbare energie en vraagsturing? Dit laatste scenario werd immers wel onderzocht door Energyville.

Anderzijds stelt spreker vast dat de periode werd bestudeerd tot 2030 maar hij vraagt of er voldoende in rekening werd gebracht dat investeringen nodig zullen

l'estimation de M. Albrecht. Dans la mesure où les hypothèses de départ sont identiques dans les deux études, M. Albrecht semble avancer l'hypothèse d'une demande plus élevée.

Toujours en ce qui concerne l'étude du Bureau du Plan, l'intervenante évoque la présentation, aux pages 10 à 12, d'une "analyse de sensibilité" des scénarios de référence. Mme Temmerman ne comprend pas très bien de quelle manière la capacité gazière nécessaire est établie: a-t-on pris uniquement en compte les nouvelles centrales au gaz ou les anciennes sont-elles également comptabilisées?

Aux pages 21 et 22 de la même étude, il est question de la capacité de charge des centrales nucléaires: il s'agit en l'occurrence de la compatibilité des centrales nucléaires avec la production de renouvelable, que l'on appelle aussi la flexibilité de l'énergie nucléaire. Dans l'étude concernée, on note un coût de production plus élevé lorsque la capacité de charge est plus basse. L'intervenante souhaiterait des explications complémentaires à ce sujet.

Mme Temmerman demande enfin quelle demande le Bureau du Plan a utilisée comme point de départ du "scénario Pacte".

L'intervenante constate ensuite, suite à l'exposé de M. Vercruyssen, qu'il est déjà trop tard et qu'il ne sera plus possible, si l'on veut respecter le délai, d'élaborer un mécanisme de rémunération de la capacité. L'intention de respecter la date-butoir de 2025 est-elle toujours présente?

Mme Temmerman demande par ailleurs s'il serait possible, pour le remplacement de la capacité gazière, de travailler par phases.

Elle souhaite enfin savoir si, pour l'étude de PWC, des textes sont également disponibles en plus des slides.

M. Kristof Calvo (Ecolo-Groen) commence par souligner que la discussion politique est beaucoup plus importante que l'approche technique. Le membre souhaite savoir combien de scénarios ont été étudiés et dans quelle mesure le choix de ces scénarios a été déterminé à 100 % par le cabinet. Un scénario volontaire a-t-il également été étudié, par exemple, avec le déploiement des énergies renouvelables et la gestion de la demande? Après tout, ce dernier scénario a été examiné par Energyville.

D'autre part, l'intervenant note que la période a été étudiée jusqu'en 2030, mais demande si l'on a suffisamment tenu compte du fait que des investissements

zijn in alle mogelijke scenario's: de vraag is waarin en wanneer moet worden geïnvesteerd.

B. Antwoorden van de sprekers

De heer Johan Albrecht (Universiteit Gent) gaat in op de opmerkingen met betrekking tot de totale vraag en de piekvraag. Hij heeft eerst een blancotabel gezonden aan het kabinet en die kwam ingevuld terug met onder andere de totale vraag en de piekvraag ingevuld. Zijn model vertrekt van vraagprofielen die afgelopen jaar werden ontwikkeld in zijn boek "*Energietrilemma*" en hij heeft het kabinet verzocht de weerhouden waarden hieraan aan te passen, hetgeen dan ook is gebeurd voor de waarden voor 2025 en 2030: dit heeft veel tijd uitgespaard. De oorspronkelijke waarden van het kabinet waren niet radicaal hoger of lager.

Voor 2040 en 2050 heeft hij zelf nooit de oefening gemaakt dus heeft het kabinet een voorstel van evolutie van de vraag en de piekvraag gemaakt. Dit werd afgestemd op een realistisch vraagprofiel in samenwerking met het kabinet, in een overlegsysteem.

Wel zal de vraag hier stijgen na 2040-2050; er is nooit gesproken over een eventuele daling van de vraag, terwijl in "*Energietrilemma*" wel een dalingsscenario werd opgenomen: dit was een keuze van het kabinet, maar het had gekund om ook scenario's met een dalende vraag op te nemen.

Waarschijnlijk moet men eerst een consensus ontwikkelen over welke energiesysteem er effectief zal zijn in 2040-2050, met intelligente sturing van technologieën en apparaten: hopelijk is er op dat moment voldoende capaciteit om dit piekvraag serieus uit te vlakken. Reeds nu lukt dat in pilootprojecten in Denemarken, op zeer lokaal niveau. Een extrapolatie op lange termijn is zeer speculatief en daarom werd gekozen voor een soort van "gulden middenweg".

Wat betreft de zogenaamde sensitiviteit van 0 en 2 GW nucleaire elektriciteit in 2030 (150-900 miljoen-vork), dit werd niet gevraagd door het kabinet, maar wel goedgekeurd om op te nemen in de studie.

Zijn de capaciteiten bediscuteerd geweest met het kabinet: neen. Om tijd te winnen is dit niet gebeurd. Het gaat immers om een model op kwartierbasis en het duurt behoorlijk lang om één enkele "run" te doen. Voor een optimale bepaling van de capaciteit moet

seront nécessaires dans tous les scénarios possibles: la question est de savoir quand et où investir.

B. Réponses des orateurs

M. Johan Albrecht (Université de Gand) répond aux remarques relatives à la demande totale et à la demande de pointe. Il a tout d'abord envoyé un tableau vide au cabinet, qui l'a renvoyé complété notamment par la demande totale et la demande de pointe. Son modèle se base sur des profils de demande qui ont été développés l'année passée dans son ouvrage "*Le Trilemme énergétique*", et il a demandé au cabinet d'y adapter les valeurs retenues, ce qui a été fait pour les valeurs pour 2025 et 2030: cela a permis de gagner beaucoup de temps. Les valeurs initiales du cabinet n'étaient pas radicalement supérieures ou inférieures.

Il n'a jamais fait personnellement l'exercice pour 2040 et 2050, donc le cabinet a élaboré une proposition d'évolution de la demande et de la demande de pointe. Elle a été alignée sur un profil de la demande réaliste en collaboration avec le cabinet, dans le cadre d'un système de concertation.

La demande croîtra cependant après 2040-2050; il n'a jamais été question d'un fléchissement de la demande, alors que dans l'ouvrage "*Le Trilemme énergétique*" figure bien un scénario de baisse: c'était un choix du cabinet, mais il aurait également été possible d'inclure des scénarios prévoyant une baisse de la demande.

Avant toutes choses, Il faudrait probablement s'accorder sur le système énergétique qui sera effectivement en place à l'horizon 2040-2050, en utilisant intelligemment les technologies et les appareils: il est à espérer qu'à ce moment-là, la capacité sera suffisante pour pouvoir répondre sans encombre aux pics de demande. Cet objectif est déjà atteint dans le cadre de projets-pilotes menés au Danemark, à un échelon très local. Une extrapolation à long terme est très spéculative, raison pour laquelle on a opté pour une sorte de "juste milieu".

S'agissant de ladite sensibilité de 0 à 2 GW d'électricité nucléaire en 2030 (fourchette de 150 à 900 millions), elle n'a pas été demandée par le cabinet, mais ce dernier a cependant accepté de la faire figurer dans l'étude.

Il n'y a eu aucune discussion au sujet des capacités avec le cabinet, et ce, afin de gagner du temps. Il s'agit en effet d'un modèle reposant sur des données quart horaire et l'accomplissement d'un seul *run* nécessite énormément de temps. Pour déterminer au mieux la

met andere modellen worden gewerkt, niet met een scenario-oefening.

Inzake CO₂-uitstoot heeft spreker niets gezegd omdat dit niet gevraagd is geweest door het kabinet of door de minister. In september kwam de vraag om gascapaciteiten te berekenen en systeemkosten. In januari kwam wel de vraag om indicatief voor enkele scenario's een schatting van de CO₂-impact te maken; deze werden informeel doorgemailed naar het kabinet, dit was geen aparte studie, gewoon een e-mail met enkele ruwe berekeningen.

Economische argumenten om eventueel te wachten met een kernuitstap kan men terugvinden in het boek "*Energietrilemma*". Bij een uitstap is er een discussie over de meerkosten, de CO₂-kost en ander economische aspecten: als een maatschappij deze meerkosten wil ten laste nemen dan stapt men uit, zo niet wacht men: dit is een politieke afweging.

De 15 euro per gezin vindt men inderdaad niet terug in het rapport omdat die berekening nooit werd gevraagd noch gemaakt: het ging hier om een initiatief van het kabinet en van de minister.

De technologische evolutie inzake batterijen, *demand side management*, enzovoort zijn zeker wel opgenomen in de modellering (onder andere oplading door gascentrales bij weinig wind en zon). Dit technologisch optimisme is vandaag en de eerste jaren zeker nog niet in het systeem aanwezig.

De gasprijs zal verder volgens sommigen inderdaad fors gaan toenemen maar hierover is er geen consensus. Volgens spreker is er eerder een overaanbod van gas en een neerwaartse druk op de prijzen onder meer ook van de olie. Het internationaal Energie-Agentschap spreekt van een toename van de prijzen- maar spreekt ook al meer dan 10 jaar van een forse stijging van de olieprijs. Daarom werd geopteerd voor een pragmatistisch-realistische benadering van een "lichte stijging".

Inzake "*levelised cost*" van wind zit in "*Energietrilemma*" (voorjaar 2017) een vrij hoge kostprijs van offshore wind en zonne-energie en deze kostprijs is spectaculair gedaald, althans in de "tenders" van de zomer van 2017. Bijgevolg werden deze kostencijfers en de berekening van het kabinet naar beneden toe bijgesteld: de "*levelised cost*" van wind in 2030 zit in de buurt van 60 euro. Dit maakt eigenlijk weinig uit voor de berekening van

capaciteit, il faut utiliser d'autres modèles, et non se fonder sur des scénarios.

L'orateur n'a rien dit concernant les émissions de CO₂, car cela n'a pas été demandé par le cabinet ou par la ministre. En septembre, il a été demandé à l'orateur de calculer les capacités en gaz et le coût du système. En janvier, il lui a cependant été demandé de réaliser une estimation indicative de l'impact carbone de plusieurs scénarios; ces estimations ont été transmises par courriel au cabinet. Il ne s'agissait donc pas d'une étude distincte, mais simplement d'un courriel comportant une série de calculs bruts.

L'ouvrage "*Le Trilemme énergétique*" comporte une liste d'arguments économiques justifiant un éventuel report de la sortie du nucléaire. Cette sortie requiert une discussion sur les surcoûts, le coût carbone et d'autres aspects économiques. Si la société est prête à assumer ces surcoûts, la sortie du nucléaire est possible, mais si elle ne l'est pas, cette sortie doit être reportée: c'est un choix politique.

Les 15 euros par ménage ne sont en effet pas mentionnés dans le rapport, parce que ce calcul n'a jamais été demandé ni effectué: il s'agissait en l'occurrence d'une initiative du cabinet et de la ministre.

La modélisation tient bel et bien compte des évolutions technologiques en matière de batteries, de gestion de la demande, etc. (notamment en ce qui concerne le chargement par les centrales au gaz lorsqu'il n'y a pas assez de vent et de soleil). Cet optimisme technologique n'est certainement pas encore intégré dans le système, et ne le sera pas non plus au cours des prochaines années.

Il est ensuite exact que, selon certains, le prix du gaz connaîtra une forte augmentation, mais il n'existe pas de consensus à ce sujet. Selon l'orateur, il y a plutôt une offre excessive de gaz et une pression à la baisse sur les prix, notamment aussi du pétrole. L'Agence Internationale de l'Énergie parle d'une augmentation des prix – mais elle annonce aussi une forte augmentation du prix du pétrole depuis plus de dix ans. C'est pourquoi on a opté pour une approche pragmatique et réaliste prévoyant une "légère augmentation".

En ce qui concerne le coût actualisé ("*levelized cost*") de l'éolien, l'ouvrage "*Le Trilemme énergétique*" (printemps 2017) mentionne un coût assez élevé de l'éolien offshore et de l'énergie solaire; ce coût a connu une baisse spectaculaire, du moins dans les offres de l'été 2017. Par conséquent, les chiffres relatifs au coût et les calculs du cabinet ont été revus à la baisse: le coût actualisé de l'éolien est estimé à environ 60 euros en

de systeemkosten in 2025 en 2030, want deze hangen af van alle activa die er staan en dus ook van alle windmolens die 5,10,15 en meer jaar geleden werden gebouwd. Dit zal anderzijds wel veel uitmaken na 2050 als de oude windmolens zijn verdwenen.

Hoe verder omgaan met een verlenging van 2 GW aan nucleaire capaciteit tot 2040? Dit betekent een verlenging van pakweg 20 jaar: hiervoor werd een kostprijs gebruikt van ongeveer 1,5 maal de kost van de verlenging voor 10 jaar.

De systeemkosten in 2030 van respectievelijk 0 en 2 GW nucleaire capaciteit: welk aandeel van de kosten tussen 150 en 900 miljoen komt terecht op de rekening van ENGIE? Spreker kan deze vraag niet beantwoorden: hiervoor moet men een surplusanalyse maken, vertrekkende van bepaalde assumpties over de prijs voor die periode.

Hoe zit de CO₂-prijs verrekend in de "levelised cost"? Dit vormt standaard een deel van de "levelised cost": per technologie wordt de CO₂-impact doorgerekend.

Het verschil in gascapaciteit ten opzichte van de studie van het Planbureau (7,5 GW ten opzichte van 6,5 GW): dit is te wijten aan een verschil in de gebruikte modellen: het model van prof. Albrecht kan niet exportcapaciteiten moduleren en zal invoer als een vrij exogeen element moduleren. Met andere woorden, de invoer bedraagt momenteel gemiddeld op jaarbasis 3000 MW en dit wordt aan de hand van een algoritme variabel gemaakt per kwartier. In het model van het Planbureau is er een meer optimale benadering van in- en uitvoer. Bij minder invoer moet je meer gas bijbouwen. Ook de beschikbaarheid van technologieën werd gemoduleerd vertrekkende van historische data van Elia. Of een kerncentrale al of niet beschikbaar is heeft zodoende grote invloed op de vraag naar gascapaciteit.

Waarin moeten we verder investeren (naast investeringen in gas)? Op lange termijn is intelligente sturing van alle technologieën, machines en apparaten de meest belangrijke investering om inefficiëntie te kunnen elimineren en de piekvraag onder controle te houden.

Mevrouw Dominique Gusbin (Planbureau) stelt vast dat er veel frustratie bestaat over de beperkingen in de gehanteerde scenario's maar wijst erop dat er vele andere studies beschikbaar zijn en dat ook reeds in

2030. Cela ne change en fait pas grand-chose au calcul du coût du système en 2025 et en 2030, car il dépend de tous les actifs existants, et donc aussi de toutes les éoliennes qui ont été construites il y a cinq, dix, quinze ans ou plus. Cela aura cependant un impact important après 2050, lorsque les vieilles éoliennes auront disparu.

Comment gérer une prolongation de la capacité nucléaire de 2 GW jusqu'en 2040? Cela représente une prolongation d'environ 20 ans: le coût utilisé à cet égard est environ 1,5 fois plus élevé que celui d'une prolongation de 10 ans.

Les coûts systémiques d'une capacité nucléaire de respectivement 0 et 2 GW en 2030: quelle est la partie des coûts entre 150 et 900 millions d'euros qui sera prise en compte par ENGIE? L'orateur n'est pas en mesure de répondre à cette question. Il faudrait pour cela réaliser une analyse des surplus en se fondant sur certaines hypothèses à propos du prix applicable au cours de cette période.

Comment le prix du CO₂ est-il intégré dans le "levelised cost"? Ce prix est un élément standard du "levelised cost": l'impact CO₂ est pris en compte pour chaque technologie.

La différence en termes de capacité gazière par rapport à l'étude du Bureau du Plan (7,5 GW contre 6,5 GW) est due au fait que des modèles différents ont été utilisés: le modèle du professeur Albrecht ne peut pas moduler les capacités d'exportation. Les importations y sont quant à elles considérées comme un élément relativement exogène. En d'autres termes, les importations représentent aujourd'hui en moyenne 3 000 MW par an et elles sont variabilisées par quart d'heure à l'aide d'un algorithme. Le modèle du Bureau du Plan offre une approche plus optimale des importations et des exportations. Si les importations sont plus faibles, il faut faire davantage appel au gaz. La disponibilité des technologies a également été modulée en fonction de données historiques d'Elia. C'est ainsi que le fait qu'une centrale nucléaire soit disponible ou non a un impact important sur la demande de capacité gazière.

Dans quoi devons-nous continuer à investir (outre les investissements dans le gaz)? À long terme, l'investissement le plus important pour pouvoir mettre fin à l'inefficacité et maintenir les pics de demande sous contrôle est le pilotage intelligent de l'ensemble des technologies, machines et appareils.

Mme Dominique Gusbin (Bureau du Plan) constate beaucoup de frustrations quant aux limitations des scénarios utilisés. L'oratrice souligne toutefois que de nombreuses autres études sont disponibles et qu'une

december 2017 een vergelijkbare hoorzitting werd gehouden in deze commissie.

Mevr. Daniëlle Devogelaer (Planbureau) gaat vervolgens in op het zogenaamde “producentensurplus” waaromtrent onder meer in de pers veel te doen is geweest: deze term is absoluut niet identiek met het begrip winst. Het gaat namelijk over een technologie en niet over één enkele producent; bovendien heeft ENGIE zelf ook windmolens, gascentrales en installaties voor zonne-energie.

Verder zullen de marginale systeemkosten volgens het Planbureau naar omhoog evolueren tot een niveau van 70 tot 74 euro per Megawattuur: het gaat hier om een gemiddelde over het hele jaar, de kosten zullen soms ook veel lager zijn en zullen vaak niet meer bedragen dan 40 euro, wegens de invloed van de vraagsturing. Het gaat hier dus niet om alle 8760 uren van een jaar.

Het Planbureau neemt een CO₂-prijs van 27 euro per ton omdat deze prijs ook vervat zit in de zogenaamde UCO30 scenario's van Europa. Bij simulaties bleek dit prijsniveau onvoldoende om “gas before coal” (GBC) in de merit order te krijgen: dit zal eerder pas gebeuren bij een prijs van ongeveer 50 à 55 euro per ton CO₂ maar is verder sterk afhankelijk van de energieprijzen.

In het Nederlandse regeerakkoord wordt bijvoorbeeld uitgegaan van een “carbon floor price” van 43 euro per ton: dit is ook mogelijk bij een andere evolutie van de gas- en steenkoolprijzen dan in de gehanteerde simulaties.

De uitbreiding van de pompcapaciteit met een bijkomende centrale in Coe (“Coe 3”) werd niet bepleit door het Planbureau : dit ging uit van het kabinet. Vandaag beschikt men immers over 1300 MW en het kabinet gaf in alle scenario's een waarde van 1900 MW. Deze delta van 600 MW werd door het Planbureau gemakkelijkschalve COO-3 genoemd maar kan ook een andere grootschalige opslag zijn, bijvoorbeeld een energie-eiland (“atol”).

Wat werkgelegenheid betreft is er geen verschil tussen de beide scenario's (referentiescenario en pact-scenario). Dit werd niet meegenomen in de studie en kan men elders terugvinden bijvoorbeeld in een studie die het Planbureau in 2012 heeft uitgevoerd samen met het VITO.

audition similaire a déjà été organisée par cette commission en décembre 2017.

Mme Daniëlle Devogelaer (Bureau du Plan) se penche ensuite sur le “surplus des producteurs” dont il a tant été question, notamment dans la presse. L'oratrice souligne qu'il est important de ne pas confondre cette notion avec celle de bénéfice. En effet, c'est d'une technologie et non d'un producteur unique qu'il s'agit en l'espèce. De plus, ENGIE possède elle-même des éoliennes, des centrales au gaz et des installations d'énergie solaire.

En outre, selon le Bureau fédéral du Plan, les coûts marginaux du système évolueront à la hausse pour atteindre un niveau de 70 à 74 euros par mégawattheure: il s'agit en l'occurrence d'une moyenne sur l'ensemble de l'année, les coûts seront parfois également beaucoup plus faibles et ne dépasseront souvent pas 40 euros en raison de l'influence de la gestion de la demande. Il ne s'agit donc pas en l'occurrence des 8760 heures d'une année.

Le Bureau fédéral du Plan se base sur un prix du CO₂ de 27 euros la tonne dès lors que ce prix figure également dans les scénarios EUCO 30 de l'Europe. Il ressort des simulations que ce niveau de prix est insuffisant pour que le scénario du gaz avant charbon (*gas before coal*, GBC) apparaisse dans le *merit order*: cela n'aura plutôt lieu qu'à un prix d'environ 50 à 55 euros par tonne de CO₂ et dépendra en outre fortement des prix de l'énergie.

L'accord de gouvernement néerlandais part par exemple d'un prix plancher du carbone de 43 euros la tonne, ce qui est également possible dans le cas d'une autre évolution des prix du gaz et du charbon que celle sur laquelle les simulations sont basées.

Le Bureau fédéral du Plan n'a pas plaidé en faveur de l'extension de la capacité de pompage-turbinage au moyen d'une centrale supplémentaire à Coe (“Coe 3”), elle émanait du cabinet. Aujourd'hui, on dispose en effet de 1300 MW et le cabinet a mentionné une valeur de 1900 MW dans tous les scénarios. Par facilité, le Bureau fédéral du Plan a appelé COO-3 cette différence de 600 MW, mais elle peut également constituer un autre stockage de grande envergure, par exemple une île énergétique (“atoll”).

En ce qui concerne l'emploi, il n'y a pas de différence entre les deux scénarios (scénario de référence et le scénario Pacte). Cela n'a pas été repris dans l'étude et peut être retrouvé ailleurs, par exemple dans une étude que le Bureau fédéral du Plan a réalisée conjointement avec le VITO en 2012.

Wat de vraag van mevrouw Temmerman betreft inzake de sensitiviteitsanalyse wijst mevrouw Devogelaer erop dat bij een daling van de nucleaire capaciteit in Frankrijk – voor zover meer dan 59 GW aan nucleaire capaciteit zou worden afgebouwd – er in België in plaats van 2,7 GW aan nieuw te bouwen gascentrales er 5,4 GW nodig zullen zijn. Dit komt omdat België veel elektriciteit invoert vanuit Frankrijk waarvan het grootste deel van nucleaire oorsprong is.

Hoe werd te werk gegaan om de vraag naar elektriciteit in te schatten? Zoals prof. Albrecht heeft het Planbureau de waarden voor de piekvraag en de Gigawattuur gekregen van het kabinet: de enige marge die het Planbureau hierbij had is dat men wel kon werken met bepaalde vraagprofielen: zo kunnen bijvoorbeeld meer elektrische voertuigen de piekvraag verhogen.

De heer Luc Vercruyssen (PWC) benadrukt dat de timing zeer nipt wordt en verwijst hiervoor naar de ervaringen in het buitenland: gemiddeld verloopt er tussen 6 à 10 jaar tussen de beslissing en een operationeel mechanisme. In de situatie van België zou 6 jaar nog haalbaar zijn maar zou 10 jaar ons voorbij de deadline van 2025 brengen, hetgeen dus een probleem vormt.

Dit betekent dat er hoe dan ook weinig tijd blijft om een beslissing te nemen ten gunste van een bepaald mechanisme onder meer met het oog op de juridische omzetting van de aanbevelingen van PWC.

Ter attentie van mevrouw Temmerman antwoordt de heer Vercruyssen dat een gefaseerde aanpak mogelijk is: dit is met name gebeurd in het Verenigd Koninkrijk maar deze aanpak dient vooraf te worden goedgekeurd door de Europese commissie omwille van het risico van staatssteun of marktverstoring: dit scenario werd niet bestudeerd door PWC.

Ter attentie van de heer Wollants (compatibiliteit met en impact op buurlanden) antwoordt de heer Vercruyssen dat de keuze voor een bepaald capaciteitsmechanisme uiteraard een impact heeft op onze buurlanden omwille van de interconnectiecapaciteit. Een juiste conceptie van het betrokken mechanisme kan deze impact oriënteren of beperken: het gaat hierbij onder meer om de keuze en lokalisatie van de technologieën, het gedrag van de andere markten en marktspelers. Hij wijst er in dit verband op dat de kernuitstap in België ook een impact zal hebben op onze buurlanden.

En ce qui concerne la question de Mme Temmerman portant sur l'analyse de sensibilité, Mme Devogelaer souligne que, dans le cas d'une baisse de la capacité nucléaire en France – pour autant que celle-ci soit réduite de plus de 59 GW – il sera nécessaire de construire en Belgique des nouvelles centrales au gaz équivalentes à 5,4 GW au lieu de 2,7 GW. Cela est dû au fait que la Belgique importe beaucoup d'électricité française qui est en majeure partie d'origine nucléaire.

Comment a-t-on procédé pour estimer la demande d'électricité? À l'instar du professeur Albrecht, le Bureau du plan a reçu du cabinet les valeurs concernant la demande de pointe et les Gigawattheures. La seule marge dont le Bureau du plan disposait à cet égard était de pouvoir utiliser certains profils de demande: c'est ainsi, par exemple, qu'un nombre plus élevé de véhicules électriques peut influencer à la hausse.

M. Luc Vercruyssen (PWC) souligne que le calendrier devient très serré et il renvoie à cet effet aux expériences étrangères: en moyenne, il s'écoule un délai de 6 à 10 ans entre la décision et la mise en place d'un mécanisme opérationnel. Dans le cas de la Belgique, un délai de 6 ans permettrait encore d'être dans les temps, mais un délai de 10 ans nous mènerait au-delà de la date butoir de 2025, ce qui pose donc problème.

Cela signifie qu'il reste de toute façon peu de temps pour prendre une décision en faveur d'un mécanisme déterminé, notamment en vue de la transposition juridique des recommandations de PWC.

M. Vercruyssen répond à Mme Temmerman qu'une approche phasée est possible. C'est notamment ce qui s'est passé au Royaume-Uni, mais cette approche doit être approuvée au préalable par la Commission européenne en raison du risque qui existe en matière d'aide d'État ou de distorsion du marché. Ce scénario n'a pas été étudié par PWC.

M. Vercruyssen répond à M. Wollants (compatibilité avec et impact sur les pays voisins) que le choix d'un mécanisme de capacité déterminé a évidemment un impact sur nos voisins en raison de la capacité d'interconnexion. Une conception appropriée du mécanisme concerné peut orienter ou limiter cet impact: il s'agit en l'occurrence notamment du choix et de la localisation des technologies et de la prise en compte du comportement des autres marchés et acteurs du marché. À cet égard, il souligne que la sortie du nucléaire en Belgique aura également un impact sur les pays voisins.

Ten slotte benadrukt spreker van dat het rapport van PWC vorige vrijdag werd overhandigd aan de administratie van de Fod economie: het rapport zal waarschijnlijk snel beschikbaar zijn.

De rapporteurs,

Karin TEMMERMAN
Benoît FRIART

De voorzitter,

Jean-Marc DELIZÉE

Enfin, l'orateur souligne que le rapport de PWC a été transmis le vendredi précédent à l'administration du SPF Économie: ce rapport sera sans doute rapidement disponible.

Les rapporteurs,

Karin TEMMERMAN
Benoît FRIART

Le président,

Jean-Marc DELIZÉE

IV. — BIJLAGEN

IV. — ANNEXES

Commissie Bedrijfsleven
14 maart 2018

Impact van het Pact: het Federaal Planbureau berekent



Danielle Devogelaer
Dominique Gusbin
Sectorale Directie
plan.be

Heel wat krantenartikels



L'Echo @lecho · 10 jan.
100.000 euros pour chiffrer les options du pacte énergétique

Studie moet pad naar effenen

Kern blaast studie over nieuwe kerncentrale af

12/01/2018 om 14:42 door wwi, jvt

G+ Tweet f Delen

Mail Print



Het scenario voor de bouw van een nieuwe kerncentrale tegen 2040 zal niet worden onderzocht. Dat heeft het kernkabinet beslist.

ERD ENGAGEMENT VAN OVERHEDEN

nergiepact niet

plan.be

Opdracht van de Minister

- Tijdslijn
 - 22/12/2017: vergadering Kabinet
 - 22/01/2018: opleveren studie
 - 07/02/2018: vraag bijkomende cijfers
 - 20/02/2018: opleveren Addendum
 - 26/02/2018 : publicatie van het geconsolideerde rapport op de FPB-website
- 4 scenario's: horizon 2030
- 4 indicatoren
 - Marginale systeemkosten (SMK)
 - Netto-invoer
 - Energiehandelsbalans
 - Werkgelegenheid

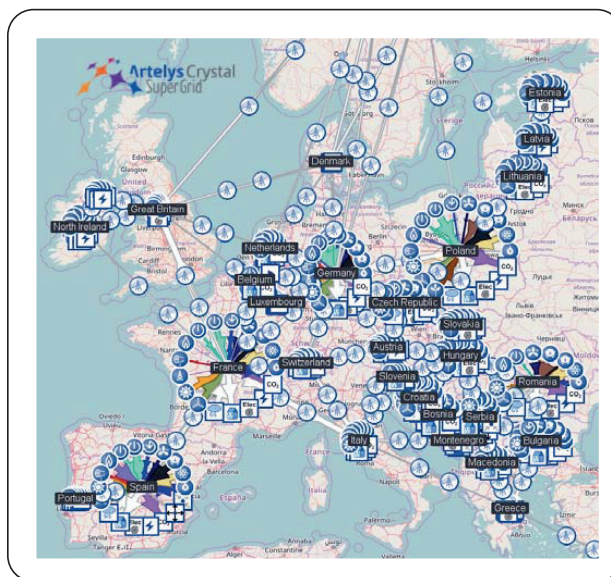


3

plan.be

Methodologie: Crystal Super Grid

- Unit commitment, optimal dispatch
- Uurlijks vraagprofiel
- Rolling horizon
- Horizon 2030
- Erg geschikt om geïnterconnecteerde toekomstige elektriciteitssystemen met hoge penetratiegraad vRES te onderzoeken



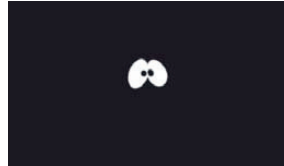
Bron: Crystal Super Grid.

4

plan.be

Eerste (niet-gespecifieerde) taak

- Bepalen van benodigde **gascapaciteit** waarbij bevoorradingszekerheid (SoS) op elk moment verzekerd is
 - “Het licht blijft aan”
 - Statistisch gezien
 - jaar=‘normaal’: max LOLE=3
 - jaar=‘uitzonderlijk’: max LOLE=20
- Onderscheid ‘100% CCGT’ en ‘OCGT allowed’
- Resultaten opgedeeld
 - Niet zozeer voor SoS
 - Wel voor **werking elektriciteitssysteem**
- Toevoeging van een aantal **sensitiviteitsanalyses**
 - Coo3
 - Internationale context (nucleair in FR, steenkool in DE)
 - Nucleaire beschikbaarheid in BE
 - CO₂-prijs



5

plan.be

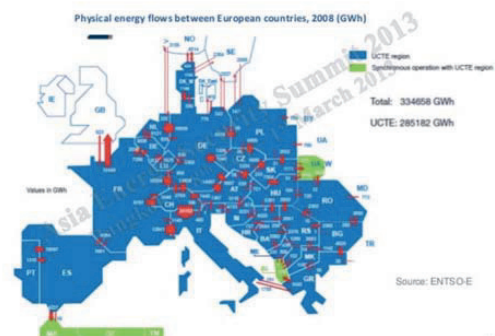
Tweede (gespecifieerde) taak

- Berekenen van
 - Marginale systeemkost
 - Netto-invoer
 - Energiehandelsbalans
 - Werkgelegenheid
- Voor 4 scenario's
 - REF_NoNuke
 - REF_2G
 - Pact_NoNuke
 - Pact_2G

Internat. Context = EUCO30

Internat. Context = Large Scale RES

Power Grid Connection in Europe

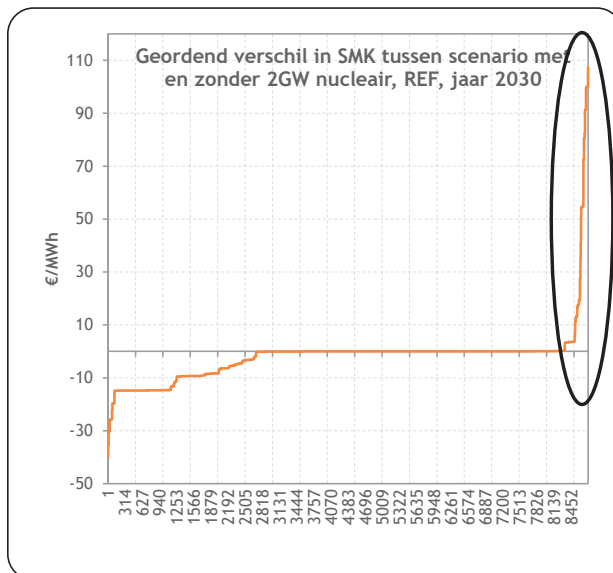


6

plan.be

Marginale systeemkosten

- Vergelijken van scenario met en zonder nucleaire verlenging (2 GW)
- Gemiddeld verschil negatief:
Nucleaire verlenging doet SMK gemiddeld dalen
- ... maar ook positieve verschillen



7

plan.be

Netto-invoer

- Duidelijk verschil in netto-invoer tussen **NoNuke** en **2G**
- Verskil in (inter)nationale context tussen **REF** en **Pact** groter

100% CCGT

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

OCGT allowed

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

8

plan.be

Energiehandelsbalans

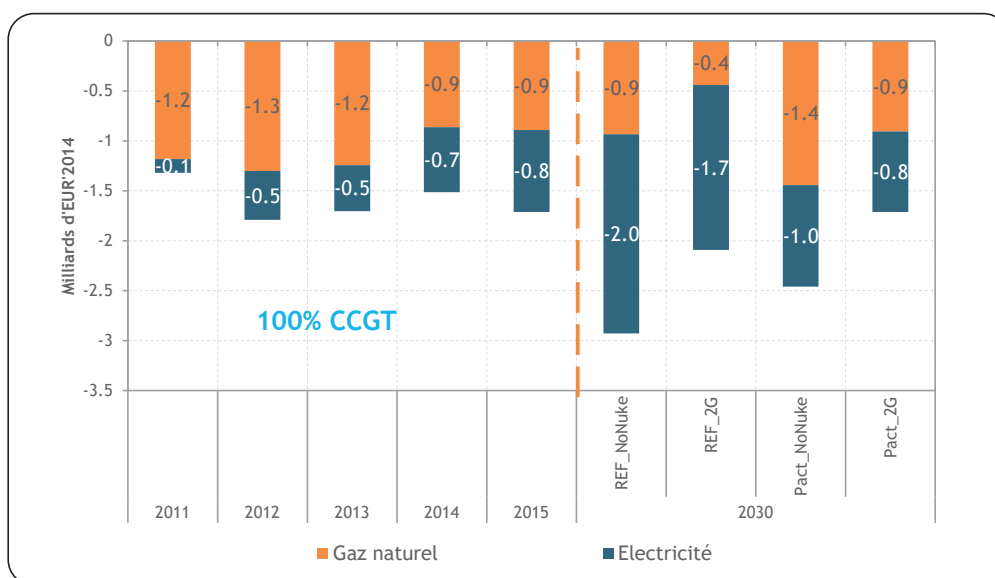
- **Focus** : électricité & gaz naturel pour la production électrique
- **2030** : détérioration de la balance commerciale prà 2015
- Différence avec/sans 2 GW nuc : **750-900** millions d'EUR



9

plan.be

Energiehandelsbalans



10

plan.be

Werkgelegenheid

- Kwalitatief
- Enkele kwantitatieve elementen obv bestaande studies



11

plan.be

Bedankt voor uw aandacht!

www.plan.be, theme Energy

dd@plan.be

dg@plan.be

plan.be

BIJLAGE 2 — ANNEXE 2

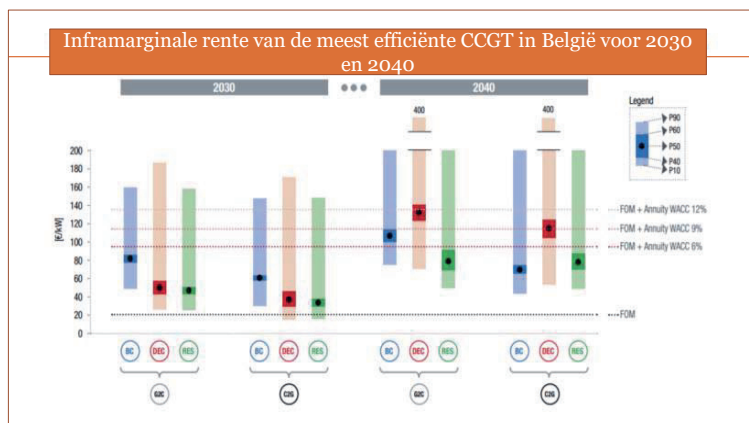
www.pwc.com

Bepaling van het mechanisme voor de vergoeding van capaciteit voor België

14/03/2018

pwc

Missing money schrikt potentiële investeerders in gascentrales af



In haar studie, uitgevoerd op basis van de ENTSO-E methodologie, stelt Elia dat er een algemeen probleem van missing money in de elektriciteitsmarkt bestaat. Zo is zelfs de meest efficiënte gascentrale niet noodzakelijk rendabel in 2030. Een verhoging van de elektriciteitsprijzen zou nadien geleidelijk tot een hogere rendabiliteit leiden. Een analyse van PwC gebaseerd op confidentiële gegevens leidde tot gelijkaardige conclusies en bevestigden deze van Elia. Als gevolg van dit missing money probleem is de elektriciteitsmarkt gekenmerkt door investeerders die afwachten.

Bepaling van het mechanisme voor de vergoeding van capaciteit voor België
PwC

14/03/2018
2

Source : Elia

Tegelijkertijd bestaat een lokaal probleem van ontoereikendheid

Tussen 2022 en 2025 zal 5,9 GW aan capaciteit buiten werking worden gesteld als gevolg van de kernuitstap.

Als gevolg van het eerder beschreven onvermogen om de nodige investeringen te genereren in het kader van een ongewijzigde Energy Only Market (EOM), zal er volgens Elia slechts 2 GW van de nodige 3,6 GW worden gebouwd in het geval van een ongewijzigde EOM en bestaat er een risico dat het wettelijk gedefinieerd bevoorradingszekerheidscriterium niet gehaald zal worden.

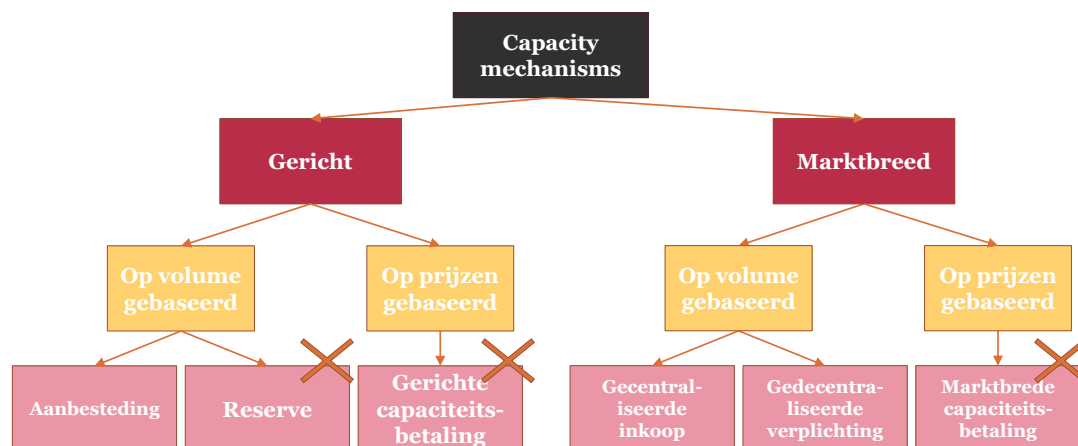
Dezelfde studie van Elia toont aan dat er 3,6 GW aan nieuwe controleerbare capaciteit nodig zal zijn om het wettelijk gedefinieerd bevoorradingszekerheidscriterium (LOLE <3u/jaar) te voldoen.

Daarom onderzocht PwC de mogelijkheid om het probleem van missing money op te lossen door middel van een mechanisme voor de vergoeding van capaciteit

Bepaling van het mechanisme voor de vergoeding van capaciteit voor België
PwC

14/03/2018
3

Typologie van capaciteitsmechanismen door de EC



3 mechanismen werden niet in detail bestudeerd:

- Marktbrede capaciteitsbetalingen: de EC heeft aangegeven dat dit mechanisme niet geschikt is, en alle landen met een dergelijk mechanisme zijn aan het veranderen naar mechanismen die gebaseerd zijn op volume
- Gerichte capaciteitsbetalingen: idem
- Reserves: België heeft al een strategische reserve, dit mechanisme is niet geschikt voor het oplossen van rendabiliteitsproblemen op de lange termijn, noch voor problemen van lokale ontoereikendheid

Bepaling van het mechanisme voor de vergoeding van capaciteit voor België
PwC

14/03/2018
4

Bron: Europese Commissie

Mechanismes ter vergoeding van capaciteit

Decentrale verplichting

- Systeem geïmplementeerd in Frankrijk
- Leveranciers zijn verantwoordelijk voor afdekken van hun piekvraag
- Om dit te doen moeten ze capaciteitscertificaten kunnen voorleggen, die ze kunnen aanschaffen van generatoren die hun capaciteit hebben laten certificeren.

Reliability options (gecentraliseerde inkoop)

- Systeem dat momenteel in Italië wordt geïmplementeerd
- Werkt met een vergelijkbare auction als het Britse systeem
- Bijkomend is dat producenten het verschil tussen de marktreferentieprijs en een « strike price » moeten terugbetalen als deze groter dan 0 is

Capacity Auction (gecentraliseerde inkoop)

- Systeem geïmplementeerd in het Verenigd Koninkrijk
- Een centrale inkoper koopt voor elk jaar de volledige noodzakelijke capaciteit.
- Elke geselecteerde capaciteit krijgt de clearing price van de auction

Gerichte aanbesteding

- Een aanbesteding vond plaats in Bretagne, Frankrijk.
- Het doel van de aanbesteding was het bouwen van een gascentrale.
- De winnaar van de aanbesteding zal een jaarlijkse capaciteitspremie krijgen gedurende 15 jaar.

Bepaling van het mechanisme voor de vergoeding van capaciteit voor België
PwC

14/03/2018
5

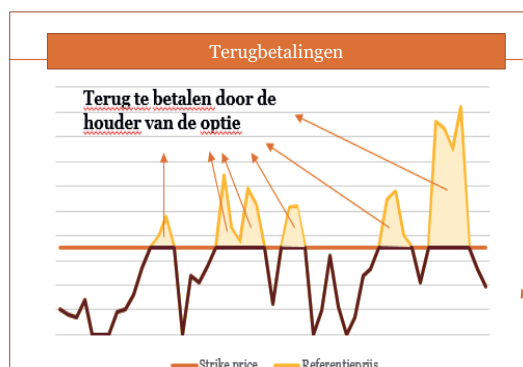
Beschrijving van de werking van een reliability options mechanisme



Een mechanisme gebaseerd op reliability options werkt op een vergelijkbare manier als capacity auctions. Er wordt net als in het Verenigd Koninkrijk een vraagcurve opgesteld en een veiling georganiseerd.

Het verschil is echter dat onder dit mechanisme de contracthouders verplicht zijn om het positieve verschil tussen de marktprijs en een vooraf bepaalde strike price terug te betalen aan de centrale inkoper, voor hun gecontracteerde capaciteit

Deze terugbetaling vermindert windfall profits, aangezien het een plafond op de prijzen legt.



Bepaling van het mechanisme voor de vergoeding van capaciteit voor België
PwC

14/03/2018
6

Reliability options is het meest geschikt voor de Belgische context

Het mechanisme vermijdt crowding-out effecten door grote spelers in de markt

Het mechanisme wordt door de EC beschouwd als het meest optimaal mechanisme voor de vastgestelde problematiek

Het mechanisme werkt beter dan gedecentraliseerde mechanismen in het aantrekken van nieuwe capaciteit

In vergelijking met andere mechanismen bieden reliability options het meeste bescherming tegen windfall profits

Het mechanisme kan voorkomen dat te veel wordt betaald tijdens momenten van simultane schaarste

Bepaling van het mechanisme voor de vergoeding van capaciteit voor België
PwC

14/03/2018
7

De kosten van het mechanisme hangen af van parameters waarover veel onzekerheid bestaat

Annual cost (million euros)

		Clearing price first year													
Average clearing price after first year		35.000	40.000	45.000	50.000	55.000	60.000	65.000	70.000	75.000	80.000	85.000	90.000	95.000	100.000
	-	94	108	122	136	151	165	179	193	208	222	236	250	264	279
	3.000	111	126	140	154	168	182	197	211	225	239	254	268	282	296
	6.000	129	143	157	172	186	200	214	228	243	257	271	285	300	314
	9.000	146	161	175	189	203	217	232	246	260	274	289	303	317	331
	12.000	164	178	192	207	221	235	249	263	278	292	306	320	335	349
	15.000	181	196	210	224	238	253	267	281	295	309	324	338	352	366
	18.000	199	213	227	242	256	270	284	299	313	327	341	355	370	384
	21.000	216	231	245	259	273	288	302	316	330	345	359	373	387	401
	24.000	234	248	262	277	291	305	319	334	348	362	376	390	405	419
	27.000	252	266	280	294	308	323	337	351	365	380	394	408	422	436
	30.000	269	283	298	312	326	340	354	369	383	397	411	426	440	454
	33.000	287	301	315	329	344	358	372	386	400	415	429	443	457	472

	Optimistisch scenario	Centrale hypothese	Pessimistisch scenario
Kost per jaar	€94 miljoen	€345 miljoen	€471 miljoen
Totale kost	€1,4 miljard	€5,2 miljard	€7,1 miljard

Bepaling van het mechanisme voor de vergoeding van capaciteit voor België
PwC

14/03/2018
8

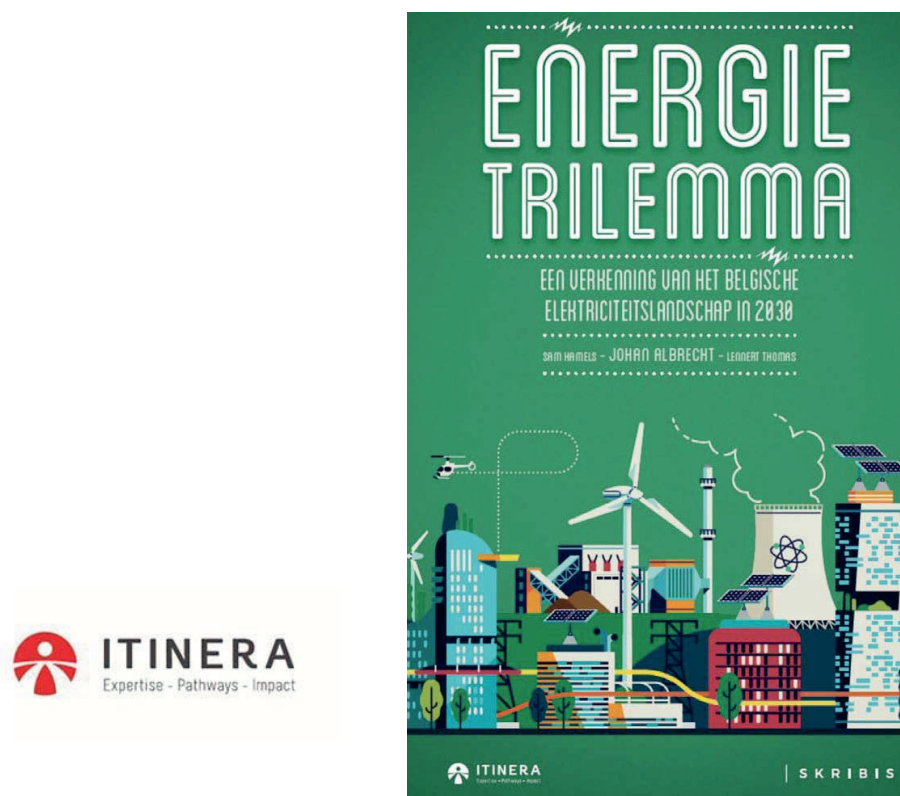
Verskillende factoren kunnen de implementatie op korte termijn van een CRM in België vertragen



Bepaling van het mechanisme voor de vergoeding van capaciteit voor België
PwC

14/03/2018
9

BIJLAGE 3 — ANNEXE 3



Total costs = cost productive assets + imports + additional network costs (related to variable res)

	2016	REF 2030	4 GW NUC 2030	ALT 2030	RAD 2030
Total (bill EUR)	4.70	9.10	6.90	9.40	9.50

- 2030 phase-out cost gap ; € 2,2 bill - € 2,6 bill
- Costs increase in all scenarios; “Double system” (firm back-up + VRES)
- *Energyville*; additional cost (to 2016) of 3.02 – 4.60 bill EUR

Energypact

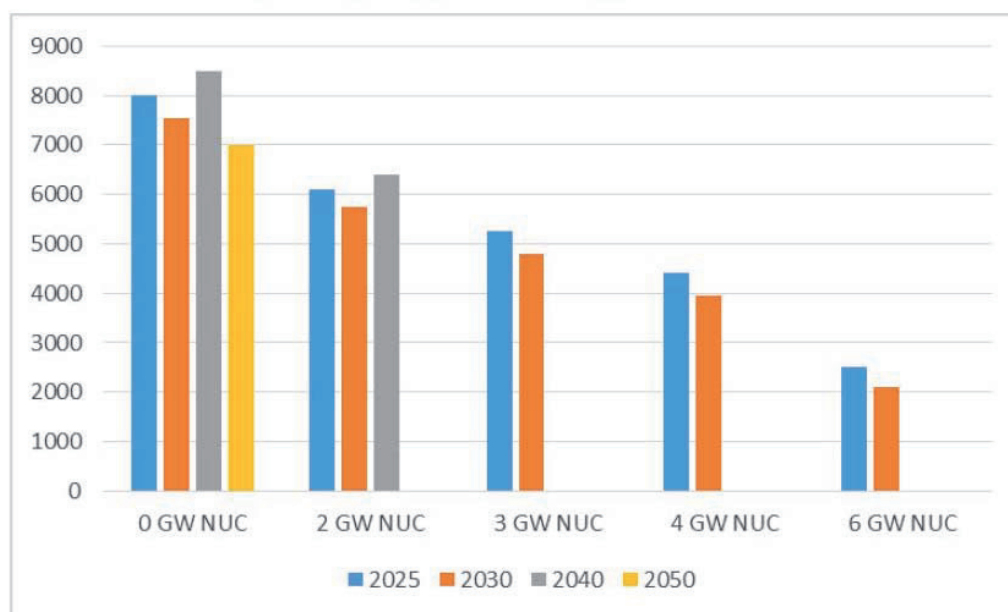
- Energypact and reference scenarios for 2025, 2030, 2040 & 2050
- Cabinet defines all capacities and evolution of demand
- Demand profiles for 2040 & 2050 + dispatching model

Table 1 – Input values of the Energypact scenarios 2025-2050

	2025	2030	2040	2050
Total demand (TWh)	86	90,5	98	105
Peak demand (MW)	13750	14100	14250	14000
Nuclear (MW)	0 – 5921	0 – 5921	0 – 2085	0
Biomass (MW)	900	900	450	450
CHP + waste (MW)	2100	2100	1000	1000
Wind offshore (MW)	3000	4000	7000	9000
Wind onshore (MW)	3000	4200	8000	10000
Solar (MW)	5500	8000	17000	20000
Hydro PS (MW)	1300	1900	1900	1900
DSM (MW)	1000	1800	2000	3000
Battery storage (MW)	300	700	3000	6000
Mean import (MW)	3000	3000	3000	3000

Table 2 – Necessary gas capacity (MW), load factors (LF, %) and generation (GWh) in various Energypact scenarios

	0 GW Nuc	2 GW Nuc	3 GW Nuc	4 GW Nuc	6 GW Nuc
2025					
CCGT CAP (MW)	5000	3000	2300	1600	0
CCGT LF (%)	47,3%	32,2%	24%	17%	0%
CCGT PROD (GWh)	20721	8465	4846	2377	0
OCGT CAP (MW)	3000	3100	2950	2800	2500
OCGT LF (%)	2,6%	2,6%	2,3%	2,1%	1,8%
OCGT PROD (GWh)	684	710	606	518	386
2030					
CCGT CAP (MW)	5000	3000	2200	1500	0
CCGT LF (%)	44,5%	33,2%	25,7%	19,1%	0%
CCGT PROD (GWh)	19509	8713	4949	2515	0
OCGT CAP (MW)	2550	2750	2600	2450	2100
OCGT LF (%)	3,4%	3,5%	3,3%	3,1%	2,5%
OCGT PROD (GWh)	754	843	753	657	468
2040					
CCGT CAP (MW)	4000	2500			
CCGT LF (%)	37,3%	29,9%			
CCGT PROD (GWh)	13058	6539	-	-	-
OCGT CAP (MW)	4500	3900			
OCGT LF (%)	5,6%	4,9%			
OCGT PROD (GWh)	2207	1686			
2050					
CCGT CAP (MW)	5400				
CCGT LF (%)	27,5%				
CCGT PROD (GWh)	13021	-	-	-	-
OCGT CAP (MW)	1600				
OCGT LF (%)	7,4%				
OCGT PROD (GWh)	1035				

Figure 1 – Necessary gas capacity (MW); Energypact-scenarios

‘Conventional’ cost assumptions

- CO₂ price as a penalty on CCGT and OCGT; € 20 in 2025 - € 75 in 2050
- Moderate efficiency of new CCGT/OCGT
- Gas prices + 1,5%/year
- Refurbishment cost of nuclear capacity (€ 1,3 bill for 2 GW,...)
- No inclusion of insurance premium for major nuclear accident

Table 5 – Additional system cost (€ billion) with conventional ‘expensive gas’ assumptions, compared to 2016

	0 GW Nuc	2 GW Nuc	3 GW Nuc	4 GW Nuc	6 GW Nuc
2025	2,8	1,8	1,6	1,3	1
2030	3,7	2,8	2,5	2,2	1,9
2040	5,3	4,5	-	-	-
2050	11,7	-	-	-	-

2030 phase-out cost gap ; € 0,9 bill - € 1,8 bill

Table 7 – Additional system cost with ‘cheap gas’ assumptions (€ billion) in 2030

2030	0 GW Nuc	2 GW Nuc	3 GW Nuc	4 GW Nuc	6 GW Nuc
‘expensive gas’ assumptions – see Table 5	3,7	2,8	2,5	2,2	1,9
‘cheap gas’ assumptions	2,16	2,01	2,02	1,97	1,99

0 GW Nuc / 2 GW Nuc (2030); € 900 mill / € 150 mill

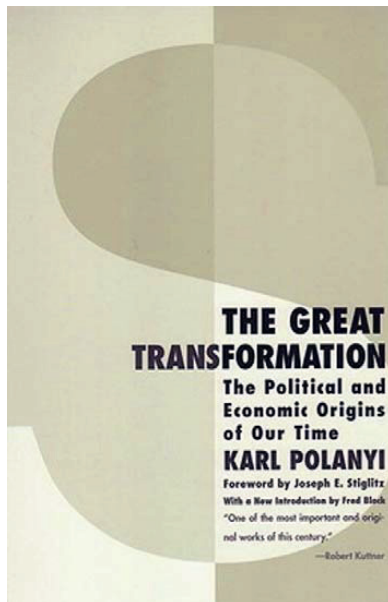
CO₂ price (2030); € 45 / **€ 15**

Gas price evolution: +1,5% / **-2%**

Conclusions

- Energypact calculations; no surprises...
- 2030 Cost gap 0 GW / 2 GW Nuc is € 900 mill
- 2030 Cost gap 0 GW / 4 GW Nuc is € 1 500 mill
- ... (sensitive to CO₂ and gas price assumptions)
- **To phase out nuclear, a gas capacity plan is needed**

Gas capacity plan in liberalized markets?



"...even laissez faire was planned, ...
(the) laissez fair economy was the
result of deliberate state action."