Niet-vertrouwelijk

Commissie voor de Regulering van de Elektriciteit en het Gas
Nijverheidsstraat 26-38
1040 Brussel
Tel.: +32 2 289 76 11
Fax: +32 2 289 76 09

COMMISSIE VOOR DE REGULERING
VAN DE ELEKTRICITEIT EN HET GAS

# STUDIE

**(F)150604-CDC-1422**

over

*"de maatregelen die moeten worden genomen teneinde over voldoende conventionele productiemiddelen te beschikken om de bevoorradingszekerheid van elektriciteit van België te waarborgen"*

gedaan met toepassing van artikel 23, §2, 2°, van de wet van 29 april 1999 betreffende de organisatie van de elektriciteitsmarkt

4 juni 2015

# INHOUDSOPGAVE


EXECUTIVE SUMMARY ..... 5
I.2 Wat betreft de strategische reserve ..... 8
INLEIDING ..... 14
I. CONCEPT VAN *ADEQUACY* ..... 16
II. EVALUATIE VAN DE CAPACITEITSBEHOEFTE ..... 18
II.1 *Adequacy* op korte termijn ..... 18
II.1.1 Evaluatie van de behoefte ..... 18
II.1.2 Analyse van de resultaten ..... 19
II.1.3 Conclusies en aanbevelingen ..... 24
II.2 *Adequacy* op middellange termijn ..... 25
II.2.1 Evaluatie van de behoefte ..... 25
II.2.2 Aard van het *adequacy* probleem ..... 27
II.2.3 Conclusies en aanbevelingen ..... 30
III. MOGELIJKE MIDDELEN OM HET GEWENSTE NIVEAU VAN BEVOORRADINGSZEKERHEID TE BEREIKEN BINNEN HET HUIDIGE MARKTMODEL ..... 32
III.1 Huidige marktmodel: *Energy only market (EOM)* ..... 32
III.1.1 Beginsel ..... 32
III.1.2 Observatie van de prijsevolutie op de Belgische markt ..... 33
III.1.3 De prijsvorming in de verschillende marktsegmenten ..... 35
III.1.4 Verband tussen marktprijs en bevoorradingszekerheid ..... 37
III.1.5 Verbeteringen op korte termijn (EOM) ..... 39
III.1.6 Structurele hervormingen ..... 45
III.1.7 Conclusie ..... 48
III.2 EOM + strategische reserve ..... 49
III.2.1 Werkwijze van de strategische reserve ..... 49
III.2.2 Kostenbeheersing ..... 52
III.2.3 Bijdrage aan de bevoorradingszekerheid ..... 52
III.2.4 Evaluatie van het mechanisme ..... 53
III.2.5 Mogelijkheden tot verbetering van de strategische reserve ..... 57
III.2.6 Conclusie ..... 59
III.3 EOM + strategische reserve + aanbestedingsprocedure ..... 60
III.3.1 Voorafgaande voorwaarde: aangetoond risico voor de bevoorradingszekerheid 61
III.3.2 Offerteaanvraag met financiële prikkels ..... 62

III.3.3 Offerteaanvraag zonder financiële prikkels ..... 65
III.3.4 Conclusie ..... 66
III.4 Specifieke maatregelen op korte termijn ..... 66
III.4.1 Het corrigeren van het concurrentienadeel van *stand alone*-eenheden ..... 66
III.4.2 Het verbeteren van de liquiditeit op de forward-markt ..... 67
III.4.3 Bilaterale contracten ..... 68
IV. AANVULLEND VERGOEDINGSMECHANISME VOOR DE CAPACITEIT (CRM) ..... 73
IV.1 Inleiding ..... 73
IV.1.1 Beperkingen van de EOM ..... 73
IV.1.2 Doelstellingen van een vergoedingsmechanisme voor de capaciteit ..... 74
IV.2 Soorten vergoedingsmechanismen voor de capaciteit ..... 74
IV.2.1 Presentatie van de verschillende soorten CRM's ..... 75
IV.2.2 Voor- en nadelen van de verschillende soorten CRM's ..... 78
IV.3 Analyse van de keuzes van de buurlanden ..... 81
IV.3.1 Inleiding ..... 81
IV.3.2 Redenen tot installatie van een CRM en gekozen modaliteiten ..... 82
IV.3.3 Gedetailleerde beschrijving van de mechanismen ..... 85
IV.4 Feedback ..... 112
IV.5 Moeilijkheden van implementatie van een CRM ..... 113
IV.5.1 Inachtneming van het Europees wettelijk kader – de materie van de staatssteun ..... 113
IV.5.2 Risico's verbonden aan een ontwerpfout ..... 122
V. OMZETTING NAAR DE BELGISCHE MARKT ..... 124
V.1 Etappes van de denkoefening ..... 125
V.1.1 Hoeveel vertrouwen heeft de overheid in het privé-initiatief? ..... 125
V.1.2 In welke mate wenst de overheid controle over het CRM? ..... 126
V.1.3 In welke mate wenst de overheid het investeringsrisico over te dragen naar de gemeenschap? ..... 126
V.2 Vooraf ..... 127
V.2.1 Identificatie van de behoefte op middellange termijn ..... 127
V.2.2 Precieze identificatie van de doelstelling ..... 127
V.3 Essentiële elementen van het *design* ..... 129
V.3.1 Op prijzen of op volumes gebaseerd mechanisme? ..... 130
V.3.2 Veralgemeend mechanisme voor alle capaciteiten (bestaande en nieuwe) of mechanisme gericht op bepaalde capaciteiten? ..... 130
V.3.3 Gecentraliseerd of gedecentraliseerd mechanisme? ..... 132
V.4 Modaliteiten van het *design* ..... 133

V.4.1 Prekwalificatie van de capaciteit....133
V.4.2 Bepaling van de vraagcurve....133
V.4.3 Veiling....134
V.4.4 Looptijd van de contracten....135
V.4.5 Beschikbaarheidsverplichting....136
V.4.6 Dekking van de kost....137
V.4.7 Afschaffing van de strategische reserve....137
V.4.8 Overgangskarakter of nieuw model voor marktwerking....137
V.5 Impact op de factuur van de eindconsument....138
V.6 Grensoverschrijdende samenwerking....139
VI. CONCLUSIE....140
VI.1 Wat betreft de marktwerking....140
VI.1.1 Vaststellingen....140
VI.1.2 Voorstellen van verbeteringen....141
VI.2 Wat betreft de strategische reserve....142
VI.2.1 Vaststellingen....142
VI.2.2 Voorstellen van verbeteringen....143
VI.3 Wat betreft de beperkingen van het huidige systeem....143
VI.4 Wat betreft mogelijke aanvullende middelen....144
VI.4.1 Op korte termijn....144
VI.4.2 Op middellange termijn: een vergoedingsmechanisme voor de capaciteit (CRM)....145
VI.5 Voorgesteld actieplan:....147
BIJLAGE 1....149
BIJLAGE 2....195
BIJLAGE 3....213

# EXECUTIVE SUMMARY

De CREG heeft, in het kader van een missie die haar is toevertrouwd door de Minister van Energie in uitvoering van de besluiten van de federale regering, een studie uitgevoerd over de maatregelen teneinde over voldoende conventionele productiemiddelen te beschikken om de bevooradingszekerheid van elektriciteit van België te waarborgen.

In dit verband heeft de CREG de aard en omvang van het probleem alsook de verschillende maatregelen geanalyseerd die op korte en middellange termijn zouden kunnen worden genomen.

De CREG heeft in maart 2015 onder andere een openbare raadpleging van de marktpartijen gehouden om hun standpunten in te winnen over de verschillende maatregelen die zouden kunnen worden genomen.

Deze studie bestaat uit zes hoofdstukken.

Het eerste hoofdstuk definieert het concept van *adequacy*.

Het tweede hoofdstuk gaat over de evaluatie van de capaciteitsbehoefte op korte en middellange termijn.

Het derde hoofdstuk stelt de mogelijke middelen voor om in het huidige marktmodel het gewenste niveau van bevoorradingszekerheid te behalen tegen aanvaardbare kosten.

In het vierde en vijfde hoofdstuk wordt de toevoeging van een capaciteitsvergoedingsmechanisme overwogen door eerst de ervaringen van buurlanden te bestuderen en vervolgens enkele voorstellen te doen voor een mogelijke implementatie ervan in België.

In het zesde hoofdstuk wordt het besluit geformuleerd.

Het verslag van de openbare raadpleging is opgenomen in bijlage 1.

De individuele, niet-vertrouwelijke reacties op de openbare raadpleging zijn opgenomen in bijlage 3.

Na de openbare raadpleging, de ontmoetingen met verschillende marktspelers, de analyse van de werking van de Belgische markt (*Energy only Market*), in het bijzonder in combinatie met de strategische reserve en het onderzoek van strategieën en modellen ontwikkeld in diverse Europese landen, is de CREG tot de volgende conclusies gekomen.

# I.1 Wat betreft de marktwerking

## I.1.1 Vaststellingen

1. De CREG heeft vooreerst de werking van de markt geanalyseerd met als doel verbeteringen te identificeren die snel kunnen worden ingevoerd voor een betere *adequacy*. Deze conclusies zijn als volgt:

- Afgezien van de onzekerheden met betrekking tot marktintegratie, doelstellingen op het gebied van hernieuwbare energie, energie-efficiëntie, opslag, enz., is het duidelijk dat de onzekerheden rond de kerncentrales Doel 3, Tihange 2, Doel 1 en Doel 2, evenals het vooruitzicht van een mogelijke verlenging van kerneenheden na 2025, elke investeringsbeslissing in de weg staan. Deze onzekerheden moeten zo snel mogelijk worden weggenomen om een gunstig investeringsklimaat te scheppen;
- De marktspelers schatten het risico om op korte termijn te worden geconfronteerd met *adequacy* lager in dan Elia, die dit risico hoger inschat. De CREG is van mening dat de analyse van de behoeften op korte termijn voor verbetering vatbaar is en daarom ook verbeterd moet worden (grotere transparantie van de hypotheses, het model en de resultaten; ontwikkeling van het model om met name rekening te houden met de flexibiliteit van de vraag; probabilistische benadering voor het in rekening brengen van de interconnectiecapaciteit,…);
- Een betrouwbare analyse ten aanzien van de behoeften op middellange termijn (5 tot 10 jaar) ontbreekt;
- De marktprijzen reageren inderdaad op aankondigingen die kunnen leiden tot een stroomtekort (zoals een onvoorziene onbeschikbaarheid van een kerncentrale), maar alleen tijdelijk en niet, zoals men zou kunnen verwachten, permanent. Volgens de CREG is het tijdelijke en niet-permanente karakter van de reactie van de prijzen niet zozeer te wijten aan marktfalen, maar waarschijnlijk aan het feit dat de zone overcapaciteit heeft en/of dat extra capaciteit op de markt komt als gevolg van de reactie op de marktprijzen.
- De productie van Belgische gaseenheden is minder competitief dan de productie ingevoerd uit de buurlanden;

- De prijspieken tijdens momenten van schaarste of stroomtekort zijn inherent aan een gezonde marktwerking. Ze zijn noodzakelijk om de rentabiliteit van de productie-eenheden te waarborgen, vooral die van de steeds minder producerende gaseenheden. Aangezien, prijspieken weinig invloed hebben op de meerderheid van de consumenten, waarvan de vraag niet flexibel is (hetzij omdat ze een contract met vaste prijs hebben of omdat hun contract met variabele prijs wordt geïndexeerd op een gemiddelde van de *forward*-prijs of de *day ahead*-prijs), kan een toestand van stroomtekort optreden tijdens extreme weersomstandigheden.

### I.1.2 Voorstellen van verbeteringen

2. Behalve de noodzaak om een gunstig investeringsklimaat te scheppen (stabiliteit van het energiebeleid, marktinformatie), zijn de voorgestelde verbeteringen van de marktwerking de volgende:

Verbeteringen op korte termijn:

- Versterking van het prijssignaal op lange termijn (verhoging van de liquiditeit op de *forward*-markt, creatie van een *forward peak load*-segment) en op korte termijn (verbetering van de liquiditeit op de *intraday*-markt, deelname van de vraag en noodgroepen aan de markt, ontwikkeling van *metering* op kwartierbasis en *submetering*, bevordering van de integratie van de hernieuwbare bronnen in de markt);
- Het opheffen van concurrentienadelen, bijvoorbeeld (i) door de verlaging van de onevenwichtsprijs voor productie-eenheden buiten de strategische reserve, tijdens een *structureel tekort* (onevenwichtstarief van 4500 EUR/MWh), en dit, teneinde hun financieel risico in geval van een onvoorziene uitval te verminderen, en/of (ii) door de invoering van een voordeliger onevenwichtstarief voor de *stand alone*-producenten;
- Ontwikkeling van de interconnectiecapaciteit, zonder uit het oog te verliezen dat de openstelling van de grenzen bestaande capaciteit in België kan vernietigen en de invoerafhankelijkheid van het land kan verhogen;
- Ontwikkeling van het beheer van de vraag en de opslag die de behoefte aan productiecapaciteit kunnen terugdringen;
- Optimaal gebruik van het netwerk om de voor de markt beschikbare capaciteit te maximaliseren;

- Versterking van de verantwoordelijkheid van ARP's en leveranciers, zodat ze hun verplichtingen nakomen.

# I.2 Wat betreft de strategische reserve

## I.2.1 Vaststellingen

3. De CREG is van mening dat de strategische reserve op dit moment een onmisbare aanvulling is op de EOM, aangezien het de fysische gevolgen van een stroomtekort op de markt vermijdt. De strategische reserve is derhalve een onmisbaar vangnet op korte termijn dat op vier manieren bijdraagt aan de bevoorradingszekerheid:

- De reserve houdt eenheden, die anders om economische redenen buiten werking gesteld zouden zijn, ter beschikking van het systeem;
- Het risico op een verhoging van het onevenwichtstarief tot 4.500 EUR in geval van structureel tekort zet evenwichtsverantwoordelijken (ARP) aan tot het waarborgen van hun bevoorrading. Dit perspectief heeft tijdens de winterperiode 2014-2015 met name de ontwikkeling van capaciteit op korte termijn mogelijk gemaakt (contracten voor onderbreekbare capaciteit, noodgroepen);
- De activeringsprocedure van de strategische reserve biedt vooraf een onevenwichtssignaal aan de markt;
- Het onevenwichtstarief van 4.500 EUR/MWh tijdens een *structural shortage* evenals de overgang van productie-eenheden uit de markt naar de strategische reserve zorgen voor de verbetering van de rentabiliteit van de eenheden in de markt en bevorderen de investeringen. De terugtrekking van bepaalde eenheden uit de markt verhoogt immers de vooruitzichten op hoge prijzen, wat de winstgevendheid verbetert van de eenheden die in de markt blijven (zie aankondiging van de voortzetting van de exploitatie van eenheden waarvan de beslissing tot stillegging was aangekondigd). De eenheden hebben in de strategische reserve weliswaar de garantie om hun kosten te dekken, maar kunnen op de markt geen winsten uit de prijspieken meer behalen; wanneer de marktomstandigheden verbeteren, worden ze bijgevolg aangezet om terug te keren.

Het mechanisme van strategische reserve compenseert echter niet de afwezigheid van prijssignalen op lange termijn in de markt, die het maken van investeringen toelaten, en kan alleen duurzaam functioneren als de markt over voldoende capaciteit beschikt om in normale

omstandigheden aan de vraag te voldoen. Het is derhalve gebaseerd op de veronderstelling dat de markt zelf voorziet in de noodzakelijke capaciteit.

### I.2.2 Voorstellen van verbeteringen

4. De CREG is van mening dat de volgende verbeteringen moeten worden aangebracht in het mechanisme voor strategische reserve:

- Betere analyse van de behoeften op korte termijn (zie boven), door onder andere de toewijzing van een adviesbevoegdheid aan de CREG in de verschillende fasen van de opstelling ervan;
- Definitie van de voorwaarden waaronder een eenheid die deelneemt aan de strategische reserve kan terugkeren naar de markt;
- Uitbreiding van de strategische reserve met nieuwe mogelijkheden inzake vraagbeheer (onder andere *submetering*), met andere productiecapaciteiten dan enkel deze die uit dienst worden genomen, waardoor nieuwe capaciteit kan worden gecreëerd (onder andere noodgroepen, mobiele eenheden die zich buiten de markt bevinden);
- Verbetering van de flexibiliteit van het mechanisme (bijv. het meer dan een jaar van tevoren opstellen van contracten met eenheden, de mogelijkheid tot herziening van de benodigde volumes in functie van de omstandigheden, …).

## I.3 Wat betreft de beperkingen van het huidige systeem

5. Zelfs in de veronderstelling dat het huidige systeem kan zorgen voor de aanpassing en vernieuwing van het productiepark, zou deze transformatie langzaam en turbulent kunnen zijn, aangezien deze transformatie alleen mogelijk is na een vermeerdering van de prijspieken waardoor voldoende marktsignalen worden gegeven om investeringsbeslissingen voor grote eenheden te initiëren.

Bovendien zou de onzekerheid over de beschikbaarheid van een groot deel van het Belgische nucleaire productiepark een verhoogd risico op de bevoorradingszekerheid kunnen veroorzaken.

6. Het gaat feitelijk om het vinden van een balans tussen de drie doelstellingen met betrekking tot de opwekking van elektriciteit, te weten de milieu- en economische doelstellingen en de doelstellingen inzake bevoorradingszekerheid.

Om de milieudoelstelling te bereiken, heeft België de intermitterende productie van hernieuwbare energie massaal gesubsidieerd en afstand genomen van de steenkooleenheden. Om de economische doelstelling te bereiken, investeert België substantieel in interconnectiecapaciteit (+3.300 MW) die haar in staat stelt te beschikken over goedkope elektriciteit geïmporteerd uit buurlanden. Deze maatregelen hebben echter tot gevolg dat het nationale thermische productiepark onderworpen is aan een onhoudbare concurrentie. Daarom kan de bevoorradingszekerheid van het land in perioden van schaarste (koudegolf), bij afwezigheid van coördinatie van de bevoorradingszekerheid op Europees niveau en van een garantie op de beschikbaarheid van de capaciteit via interconnecties, niet meer door de markt worden gegarandeerd, zelfs niet in combinatie met de strategische reserve.

7. De CREG is in deze context van mening dat de invoering van een CRM ter vervanging van de strategische reserve mogelijk is indien een betrouwbare analyse van de behoeften op middellange termijn aantoont dat nieuwe capaciteiten van grote omvang nodig zijn. De noodzaak en de kosten van een CRM zullen grotendeels afhangen van deze overweging.

Het plaatselijk ontbreken van capaciteit op een gegeven moment is onvoldoende reden om een CRM in te voeren.

## I.4 Wat betreft mogelijke aanvullende middelen

### I.4.1 Op korte termijn

8. De CREG heeft aanvullende kortetermijnoplossingen overwogen om de rentabiliteit van de eenheden in de markt te waarborgen. Op basis van een eerste analyse brengen een mogelijke gerichte offerteaanvraag met een financiële stimulans, of het sluiten van bilaterale contracten – van het type *financial option* – met bepaalde productie-eenheden, echter waarschijnlijk concurrentieverstoringen met zich mee en lijken derhalve niet verenigbaar met het Europees recht. Een offerteaanvraag zonder financiële stimulans is natuurlijk altijd mogelijk en zou voorwaarden kunnen vaststellen die de installatie van capaciteit bevorderen (bijvoorbeeld door de terbeschikkingstelling – tegen vergoeding – van een terrein geschikt voor de installatie van een productie-eenheid), maar hiervoor is een gunstige *business case* nodig. Hierdoor zou deze uitsluitend gericht mogen zijn op kleine eenheden, en dan nog, mits aanpassing van de regelgeving. De afvlakking van inkomsten over meerdere jaren biedt evenmin een bevredigende oplossing.

### I.4.2 Op middellange termijn: een vergoedingsmechanisme voor de capaciteit (CRM)

9. De instelling van een vergoedingsmechanisme voor de capaciteit is een belangrijke beslissing die nieuwe complexiteiten introduceert in een markt die er al niet vrij van is. Het vereist ten minste een *minimale* bijval van de belangrijkste marktspelers, rekening houdend met de gevolgen die een dergelijk mechanisme kan hebben. Het moet ook de voorwaarden scheppen voor een echte concurrentie.

Uit de openbare raadpleging blijkt echter dat de meningen op dit moment verdeeld zijn over de noodzaak van een CRM in België en over het ontwerp van een mogelijke CRM. Het mechanisme moet derhalve zorgen voor een evenwicht tussen de belangen:

- van de producenten en de aggregatoren die hun inkomsten veilig willen stellen;
- van de TNB die een maximaal volume wil;
- van de consumenten die willen genieten van een zekere energie tegen een betaalbare prijs die vergelijkbaar is met het gemiddelde van de buurlanden.

Bovendien kan de implementatie van een CRM, gezien de risico's op marktverstoring die hieruit kunnen voortvloeien en rekening houdend met de hoge mate van interconnectie tussen België en de buurlanden, niet worden bereikt zonder overleg op het niveau van de CWE-zone.

10. Gezien de complexiteit van de invoering ervan en de benodigde tijd tussen de implementatie ervan en de effectieve levering, kan een CRM op korte termijn geen oplossing vormen voor het probleem met de bevoorradingszekerheid.

Daarnaast geeft het onderzoek van de in het buitenland ingevoerde oplossingen aan dat elk mechanisme is ontworpen om één of meerdere problemen specifiek voor het eigen land op te lossen. Er bestaat geen kant-en-klare oplossing: het is elke keer een op maat gemaakte oplossing die rekening houdt met de specifieke marktkenmerken, het productiepark, de geografische ligging, enz…

Tot slot benadrukt de CREG het complexe, tijdrovende en kostelijke karakter van de invoering van bepaalde CRM, zonder dat de effectiviteit ervan bewezen is.

11. Indien het goed gekalibreerd is, kan het mechanisme echter voldoen aan de doelstelling van bevoorradingszekerheid en een energietransitie bevorderen naar een systeem dat meer gericht is op capaciteit dan op energie (waarvan de kosten op zeer lange termijn tot nul zouden kunnen neigen).

12. De garantie voor stabiliteit van het mechanisme in de loop van de tijd is van fundamenteel belang voor het succes ervan.

13. Wanneer blijkt dat er een grote behoefte aan nieuwe capaciteit bestaat, stelt de CREG een mechanisme voor dat alle volgende kenmerken bevat:

- Gebaseerd op volumes (daar het gaat om het waarborgen van de bevoorradingszekerheid);
- Veralgemeend tot de totale capaciteit (productie en vraag, gepland of bestaand) om de concurrentie te bevorderen;
- Technologisch neutraal om het ontstaan van nieuwe soorten capaciteiten niet te belemmeren. De gesubsidieerde hernieuwbare bronnen kunnen erin worden opgenomen, op voorwaarde dat de verworven subsidies in mindering worden gebracht van de inkomsten uit de capaciteit; gezamenlijke offertes hernieuwbare bronnen + opslag kunnen worden overwogen;
- Gecentraliseerd met één enkele koper (meer geschikt voor het geven van een transparant prijssignaal van de capaciteit) en een vooraf gedefinieerde vraagcurve met verschillende prijsniveaus. Een eerste veiling zal vier jaar vóór het jaar van levering plaatsvinden, gevolgd door een bijkomende veiling om de integratie van de vraag mogelijk te maken en vergezeld van een secundaire markt. Deze veilingen mogen echter alleen worden overwogen indien er voldoende concurrentie is;
- Waarvan de deelname vrijwillig en niet verplicht is;
- Die de beschikbare capaciteit vergoeden om de *dispatching*-functie die wordt gewaarborgd door de elektriciteitsmarkt niet te verstoren;
- Die contracten van één tot drie jaar toekennen. Om voldoende voorspelbaarheid van de inkomsten voor nieuwe projecten te garanderen, zou echter een garantie kunnen worden overwogen om een minimumprijs te verkrijgen op de daaropvolgende veilingen;
- Waarbij de verkregen inkomsten alleen een aanvulling mogen zijn op andere capaciteitsvergoedingen (inframarginale rente en vergoeding van de reservatie in het kader van het leveren van ondersteunende diensten). In dit verband zou het mechanisme van een financiële optie de voorkeur kunnen genieten, aangezien het, als tegenprestatie voor de vaste rente ontvangen op de capaciteitsmarkt, voorziet in de terugbetaling van het positieve verschil tussen de prijs van de referentiemarkt (*day ahead* of *balancing*) en een vooraf bepaalde uitoefenprijs van de optie (die de dekking van de variabele kosten van de marginale eenheid garandeert).

  Dit product heeft ook twee andere voordelen: (i) het bevat een impliciete stimulans om in perioden van stroomtekort actief te zijn op de markt en (ii) het vermijdt de

bepaling van de wegingsfactoren van elke capaciteit op basis van hun waarschijnlijkheid van aanwezigheid tijdens de verbruikspieken;
- Waarbij de bijkomende kosten voor rekening van de verbruikers kunnen komen op basis van hun bijdrage aan het uitvalrisico van het systeem.

Wat de deelname van grensoverschrijdende capaciteiten betreft (en/of van interconnecties) vereist zij eerst een evaluatie van de behoeften op regionaal niveau en van de afspraken voor de verdeling van de belasting in perioden van gezamenlijk stroomtekort.

Tot slot is de CREG van mening dat de strategische reserve bij wijze van overgang actief moet blijven tot de mogelijke invoering van de CRM, teneinde de huidige capaciteit te handhaven.

## I.5 Voorgesteld actieplan

14. De volgende stappen worden voorgesteld aan de regering:

Op korte termijn:

- de invoering van betrouwbare instrumenten voor de evaluatie van de capaciteitsbehoeften op korte en middellange termijn (na 2018, rekening houdend met het feit dat op dat moment (i) de onzekerheden op korte en middellange termijn over het kernenergieprogramma weggenomen moeten zijn en (ii) België over nieuwe interconnectiecapaciteit zal beschikken, waarvan de bijdrage aan de bevoorradingszekerheid moet worden geanalyseerd in overleg met de buurlanden);
- de invoering van de maatregelen om de werking van de elektriciteitsmarkt en de strategische reserve te verbeteren;

Op de middellange termijn, als de behoeftenanalyse uitwijst dat de invoering van een CRM noodzakelijk is:

- ontwikkeling van het ontwerp en de kostenraming van de voorgestelde CRM;
- afronden van het ontwerp van de CRM en aannemen van het wettelijk kader;
- nemen van de uitvoeringsbesluiten, tenuitvoerlegging van de operationele maatregelen en kennisgeving van het mechanisme aan de Europese Commissie.

De CREG herinnert eraan dat, op basis van de ervaringen in het buitenland, de invoering van een CRM (anders dan de strategische reserve) complex is en vaak meerdere jaren vergt.

# INLEIDING

15. De CREG heeft deze studie uitgevoerd in het kader van een missie die haar is toevertrouwd door de Minister van Energie in uitvoering van de besluiten van de federale regering.

Het regeerakkoord van 10 oktober 2014 voorziet het volgende:

> *"De regering zal maatregelen nemen om het investeringskader voor de gehele energiemarkt te verbeteren en om op kostenefficiënte manier te vermijden dat conventionele productie-eenheden, zoals gas en warmtekrachtkoppeling, die het einde van hun levenscyclus nog niet hebben bereikt, buiten bedrijf worden gesteld door gewijzigde marktomstandigheden.*
>
> *Dit kan door een drastische verbetering van de marktwerking, onder andere door een verhoging van de liquiditeit van de markt. Bovendien wordt ook gedacht aan het verzekeren van een gelijk speelveld voor de Belgische productie-eenheden in vergelijking met de productie-eenheden in de buurlanden.*
>
> *In deze context zal de regering de mogelijkheid van de instelling van een nieuw capaciteitsmechanisme onderzoeken, in overleg met de buurlanden, om bestaande capaciteit te behouden en om nieuwe capaciteit te installeren. Ze zal eveneens de mogelijkheid onderzoeken om buitenlandse capaciteit in het Belgisch net te integreren.*
>
> *Met het oog op het naleven van de Europese regelgeving zal de regering de mogelijkheid van de lopende offerteaanvraag voor de nieuwe gascentrales opnieuw bekijken. Ze zal eveneens de strategische reserve evalueren om deze af te stemmen op het eventuele nieuwe capaciteitsmechanisme."* [1]

Door deze maatregelen heeft de regering de volgende bedoeling:

> *"garanderen van de bevoorradingszekerheid, de betaalbaarheid en de duurzaamheid van energie op korte en lange termijn, zodat ze de kernuitstap van de huidige generatie reactoren in 2025 kan realiseren."*

16. In dit verband heeft de CREG de aard en omvang van het probleem, alsook de verschillende maatregelen geanalyseerd die op korte en middellange termijn kunnen worden genomen, teneinde over voldoende conventionele productiemethoden te beschikken om de bevoorradingszekerheid van elektriciteit in België te waarborgen.

[1] Regeerakkoord van 10 oktober 2014

17. De CREG heeft in maart 2015 onder andere een raadpleging van de marktpartijen gehouden om hun standpunten in te winnen over de verschillende maatregelen die zouden kunnen worden genomen.

18. Deze studie bestaat uit zes hoofdstukken.

Het eerste hoofdstuk definieert het concept van *adequacy*.

Het tweede hoofdstuk gaat over de evaluatie van de capaciteitsbehoefte op korte en middellange termijn.

Het derde hoofdstuk stelt de mogelijke middelen voor om in het huidige marktmodel het gewenste niveau van bevoorradingszekerheid te behalen tegen aanvaardbare kosten.

In het vierde en vijfde hoofdstuk wordt de toevoeging van een capaciteitsvergoedingsmechanisme overwogen door eerst de ervaringen van buurlanden te bestuderen en vervolgens enkele voorstellen te doen voor een mogelijke implementatie ervan in België.

In het zesde hoofdstuk wordt het besluit geformuleerd.

Het verslag van de openbare raadpleging is opgenomen in bijlage 1.

De individuele, niet-vertrouwelijke reacties op de openbare raadpleging zijn opgenomen in bijlage 3.

# I. CONCEPT VAN *ADEQUACY*

19. De ***adequacy*** kan worden gedefinieerd als het vermogen van het systeem om op elk moment aan de totale vraag te voldoen op basis van de beschikbare productiecapaciteit in de regelzone en de invoer van elektriciteit, rekening houdend met de interconnecties en de beschikbaarheid van de elektriciteit op de gekoppelde markt.

Ze verschilt van de **bedrijfszekerheid van het net**, wat de capaciteit van het systeem is om plotse schommelingen het hoofd te bieden (*balancing* en stabiliteit van het net) zodat het in real time kan functioneren.

20. We herinneren eraan dat de *adequacy* een noodzakelijke, maar geen voldoende voorwaarde is om zich te wapenen tegen een gedwongen afschakeling (*brown-out*) of zelfs een *black-out*, die kunnen worden veroorzaakt door een plots incident op het net.

21. In België is het minimale *adequacy* niveau bij wet bepaald. Volgens artikel 7*bis*, §2, 1° tot 3° van de elektriciteitswet, mag het te bereiken bevoorradingszekerheidsniveau in België, bij het ontbreken van geharmoniseerde normen op Europees of regionaal niveau, niet lager zijn dan een LOLE[2] (*lost of load expectation*) van 3 uur voor een gemiddelde winterperiode[3] (percentiel 50) en van 20 uur voor een uitzonderlijke winterperiode (kans van optreden van eens in de 20 jaar – percentiel 95).

Dat komt neer op een *adequacy* van het systeem van 99,97% (P50) of van 99,80 (P95), of met andere woorden dat, statistisch, op de lange termijn een verstoring van de bevoorrading van drie uur per jaar is toegestaan onder normale omstandigheden (P50) en van 20 uur per jaar in geval van strenge omstandigheden (P95).

[2] De begrippen LOLE en LOLE95 worden in artikel 3 van de elektriciteitswet als volgt gedefinieerd:
52° "LOLE": *Loss of Load Expectation*, d.w.z. een statistische berekening waarmee het verwachte aantal uren bepaald wordt dat de belasting niet gedekt kan worden door alle productiemiddelen waarover het Belgische elektriciteitsnet beschikt, rekening houdend met de interconnecties, voor een statistisch gemiddeld jaar.
53° "LOLE95": een statistische berekening waarmee het verwachte aantal uren bepaald wordt dat de belasting niet gedekt kan worden door alle productiemiddelen waarover het Belgische elektriciteitsnet beschikt, rekening houdend met de interconnecties, voor een statistisch uitzonderlijk jaar.
[3] Periode van 1 november tot 31 maart

In de huidige situatie is het minimale *adequacy* niveau het resultaat van een politieke keuze bedoeld om het kantelpunt te vertegenwoordigen waarbij de kosten van de in te zetten middelen om de restvraag te dekken de maatschappelijke kosten van de verstoring van de bevoorrading (VoLL) zouden overschrijden[4].

22. Dit *adequacy* niveau (en de berekeningsmethode ervan) genereert een behoefte aan beschikbare capaciteit in perioden van piekverbruik. Deze behoefte wordt gemoduleerd door:

- De waarschijnlijkheid van de beschikbaarheid van elk capaciteitstype in perioden van schaarste in het systeem;
- De capaciteit van de vraag om te reageren op een risico van stroomtekort en op een prijssignaal (gezien de geringe blootstelling van eindafnemers aan prijssignalen op korte termijn, wordt deze reactie op dit moment eerder verkregen door een vergoedingsmechanisme voor vraagvermindering of door bewustwordingscampagnes dan door besparingen als gevolg van verbruiksdalingen);
- De importcapaciteit, vastgesteld door de aantrekkelijkheid van de zone (*flow based market coupling*) wanneer de interconnectiecapaciteit beschikbaar is.

[4] Cijfer gepubliceerd door het planbureau in zijn *working paper* van maart 2014 getiteld "Belgische black-outs berekend – Een Kwantitatieve evaluatie van stroompannes in België".

# II. EVALUATIE VAN DE CAPACITEITSBEHOEFTE

23. De capaciteitsbehoefte kan worden gedefinieerd als het aantal MW, met een bepaalde waarschijnlijkheid van beschikbaarheid, dat nodig is om het vereiste LOLE-niveau te bereiken. Men kan onderscheid maken tussen de *adequacy* op korte termijn (1 tot 3 jaar) en de *adequacy* op middellange termijn (5 tot 10 jaar).

## II.1 *Adequacy* op korte termijn

### II.1.1 Evaluatie van de behoefte

24. Op korte termijn, gezien de tijd die nodig is om nieuwe infrastructuren te ontwikkelen, dient het vermogen om met de beschikbare middelen de vraag te dekken geëvalueerd te worden.

25. Conform artikel 7*bis*, §1 van de elektriciteitswet, analyseert de transmissienetbeheerder (Elia) elk jaar (sinds 2014), met behulp van een probalistisch model, de bevoorradingszekerheid van het Belgische elektriciteitssysteem ten aanzien van het vereiste *adequacy* niveau voor de volgende winterperiode; de netbeheerder beoordeelt, in voorkomend geval, bovendien het capaciteitstekort zodat de kans dat een verstoring van de bevoorrading zich voordoet niet het aantal door de wetgever vastgestelde uren overschrijdt.

De netbeheerder gebruikt voor de deze analyse verschillende elektriciteitsvraagscenario's en vergelijkt ze met de productiescenario's van de gecentraliseerde en gedecentraliseerde middelen in de Belgische regelzone, alsmede met invoerscenario's. Zij corrigeert vervolgens haar analyse met verschillende kwantitatieve elementen die door geen enkele kwantitatieve analyse worden ondersteund (zoals bijvoorbeeld de ontwikkeling van het productiepark in de buurlanden,…).

### II.1.2 Analyse van de resultaten

26. Voor de winterperioden 2014-2015 en 2015-2016 zijn de door Elia verkregen resultaten als volgt.

Tabel 1: Evaluatie van het capaciteitstekort om de LOLE 3u en 20u te bereiken

| Winter-periode | Rapport | Capaciteitstekort berekend door Elia | | Volume aan strategische reserve vastgesteld bij ministerieel besluit |
|---|---|---|---|---|
| | | Waarschijnlijkheids-analyse | Waarschijnlijkheids- en kwalitatieve analyse | |
| 2014/2015 | 27-3-2014 | 0 MW | 0 tot 800 MW | 800 MW |
| | 03/06/2014<br>onbeschikbaarheid Doel 3 & Tihange 2 | n.b. | 1.200 tot 2.100 MW | 1.200 MW<br>(gecontracteerd volume: 850 MW) |
| | 03/09/2014<br>+ tijdelijke onbeschikbaarheid Doel 4 (-1.038 MW) | n.b. | 2.200 tot 3.100 MW | |
| 2015/2016 | 14/11/2014<br>Zonder Doel 1 | n.b. | 1.500 tot 1.700 MW | |
| | Zonder Doel 3, Tihange 2 en Doel 1 | n.b. | 3.500 tot 3.700 MW | 3.500 MW (waarvan 750 MW reeds gecontracteerd in 2014 voor 3 jaar) |

De netbeheerder heeft de toename van de capaciteitsbehoefte van 2.300 MW (3.500 MW – 1.200 MW) in 2015 gerechtvaardigd door:

- De herziening naar beneden van de beschikbare importcapaciteit in kritieke perioden (2.700 MW in plaats van 3.500 MW voor de winterperiode 2014-2015 vanwege een capaciteitstekort mede waargenomen in Frankrijk in geval van een grote koudegolf over de zone)

⇨ + 800 MW strategische reserve

- De aankondiging van de stillegging van 1.328 MW aan conventionele thermische productiecapaciteit, om technische of economische redenen;
- een stijging van de vraag van 0,31% ten opzichte van het niveau van 2010;
- De onbeschikbaarheid van Doel 1

⇨ + 1.300 MW strategische reserve

De vork van de extra 200 MW is bedoeld om eventueel onderhoud dat niet kan worden uitgesteld te dekken.

Het verschil tussen de in 2014 gecontracteerde 850 MW en de voor 2015 gevraagde 3.500 MW is aanzienlijk. Dit verschil moet echter worden gerelativeerd voor de maanden november en december. Als Elia immers tevens rekening had gehouden met een daling van 800 MW van de importcapaciteit voor de maanden november en december, zou haar evaluatie van de behoefte niet van 2.200 MW tot 3.100 MW, maar van 3.000 MW tot 3.900 MW geweest zijn. Voor deze maanden is de stijging van het gevraagde volume niet meer dan 500 MW.

27. Er kunnen, zonder de berekeningshypotheses te beoordelen waarmee de netbeheerder rekening houdt, meerdere vaststellingen worden gemaakt over de analyse van deze cijfers:

- België beschikte begin 2014 nog over een toereikend productiepark;

  België beschikte begin 2015 over meer productiecapaciteit[5] (rekening houdend met de 750 MW gecontracteerd in de strategische reserve) en interconnectie dan ooit eerder. Het probleem houdt niet zozeer verband met de geïnstalleerde capaciteit, maar met de kans dat deze capaciteit beschikbaar is in perioden van piekverbruik, met het oog op het waarborgen van de vereiste mate van bevoorradingszekerheid zoals bepaald in de elektriciteitswet;

- de huidige problemen met de bevoorradingszekerheid hebben vier oorzaken:
  - het onverwachte verlies van 2.014 MW aan nucleaire capaciteit (Doel 3 en Tihange 2) en de onzekerheid over Doel 1 en Doel 2, waarvan de terugkeer of handhaving op de markt tot op heden niet gegarandeerd is, welke onzekerheid creëren die het voor de markt moeilijk maken om alternatieven oplossingen voor te stellen;
  - d (niet-bindende) aankondiging van de stillegging van conventionele thermische eenheden om economische redenen als gevolg van de door producenten uitgevoerde rentabiliteitsanalyse van hun park;
  - de veroudering van het conventionele thermische productiepark verklaart de sluiting van productie-eenheden die aan het einde van de technische levensduur zijn gekomen;
  - De daling van de gegarandeerde importcapaciteit voorzien door Elia.

[5] In de afgelopen jaren (tot 2014) werd de daling van de op het Elia-net aangesloten productiecapaciteit gecompenseerd door de stijging van de decentrale capaciteit.

Het vooruitzicht, na de uitschrijving van een offerteaanvraag, op het verkrijgen van een vergoeding heeft niet bijgedragen tot de ontwikkeling van projecten buiten dit mechanisme om.

28. De evaluatie van het capaciteitstekort is echter niet voldoende om het probleem in kaart te brengen. Er bestaat tevens behoefte aan statistische gegevens met betrekking tot het aantal uren waarin deze capaciteit nodig is (overeenkomstig de evaluatie van het aantal verwachte uren met afschakeling) en het ontbrekende volume (overeenkomend met de geschatte hoeveelheid niet-geleverde elektriciteit indien deze extra capaciteit ontbreekt).

De onderstaande tabel verzamelt de gegevens verstrekt door de netbeheerder in zijn rapporten over de evaluatie van de bevoorradingszekerheid, of, bij gebreke hieraan, de gegevens opgenomen in de offerteaanvragen voor het opbouwen van de strategische reserve.

Tabel 2: Evaluatie van het aantal problematische uren en van het niet-geleverde volume

| Winterperiode | Rapport | LOLE (u) | | Niet-geleverde energie (MWh) | | Gecontracteerde energie[6] | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | P50 | P95 | P50 | P95 | | |
| 2014/2015 | 27/03/2014 | 1 | 2 | 506 | 348 | | |
| | 03/09/2014 Onbeschikbaarheid Doel 3 & Tihange 2 + tijdelijke onbeschikbaarheid Doel 4 | nb | nb | nb | nb | | |
| | Offerteaanvraag 2014[7] SGR SDR | 1.000 u over 3 jaar 130 u over 1 jaar | | | | SGR: 750.000 MWh over 3 jaar + SDR : 12.571 MWh over 1 jaar | |
| 2015/2016 | 14/11/2014 Onbeschikbaarheid Doel 3 en Tihange 2 | nb | nb | | | nb | nb |
| | Offerteaanvraag 2015[8] | 495 | 699 | | | 1.626.750 | 2,1 GWh |

Bron: CREG

Als het productietekort zich voordoet op de *day ahead*-markt, betekent dit dat aankoopbiedingen tegen een prijs van 3.000 EUR per MWh niet bediend worden. Als alle gecontracteerde capaciteit zou worden aangewend (wat onwaarschijnlijk is), zou de winst die

[6] Elia heeft voor 2015-2016 de schatting van het volume aan niet-geleverde energie niet gepubliceerd.
[7] Productie: 1.000 u over 3 jaar op PMAX = 1.000u x 750 MW = 750.000 MWh over 3 jaar + afschakelbaar vermogen: 130 u x 96,7 MW over 1 jaar = 12.571 MWh.
[8] Bij een vraag van 300 MW, productie van 2.450 MW en 750 MW gecontracteerd in 2014 waarvan 1.000u over 2 jaar voor 50% aangetast blijft tot de winter 2015/2016: (300 MW x 130 u) + (2.450 MW x 495 u) + (750 MW x 500 u) = 1.626.750 MWh.

tijdens een normaal jaar (P50) kan worden behaald door de extra capaciteit in de markt in één jaar 4,9 miljard euro[9] bedragen.

Het is waarschijnlijk dat, mochten de marktspelers deze analyse delen, geen enkele eenheid de markt om economische redenen zou verlaten en er investeringsprojecten zouden worden voorgesteld.

In dit opzicht is het zeer interessant om het gedrag van de marktspelers te observeren in reactie op de aankondiging van de sluiting van de kernreactoren Doel 3 en Tihange 2 eind maart 2014 en de onbeschikbaarheid van Doel 4 begin augustus tot eind december 2014. Het getuigt van strategieën ontwikkeld door de evenwichtsverantwoordelijken ten opzichte van een potentiële crisissituatie (zie nota 1398 en studie 1352 van de CREG)[10].

Deze studies wijzen op:

- Enerzijds, de beschikbaarheid van een goedkope productie op de gekoppelde markt, wat heeft gezorgd voor het verhelpen van de onbeschikbaarheid van de nucleaire productie door voornamelijk invoer, wat bijgevolg het gebrek aan concurrentievermogen van het Belgische thermische productiepark in vergelijking met de parken van buurlanden aantoont;
- Anderzijds, de aanwezigheid in het Belgische elektriciteitssysteem van een aanzienlijk hogere flexibiliteit (*demand response*, noodgroepen) dan die tot op heden was geschat.

29. Boven alles, en zonder de moeilijkheid van de aan de netbeheerder toevertrouwde taak te onderschatten, lijkt het erop dat de methode voor het bepalen van het probleem inzake bevoorradingszekerheid moet worden verbeterd, met name het integreren van parameters met economische gevoeligheid. In het bijzonder zou:

- er rekening gehouden moeten worden met de vrijwillige daling van de vraag, met name tijdens periodes van stroomtekorten en prijspieken;
- de importcapaciteit niet meer willekeurig verlaagd moeten worden, maar een kwantitatieve analyse van de netcapaciteiten en de productiecapaciteiten in de aangrenzende landen, en met name in Frankrijk, uitgevoerd moeten worden;

[9] 1.626.750 MWh x 3.000 EUR/MWh = EUR 4.880.250.000.

[10] Nota van de CREG (Z)150122-CDC-1398 over de opvallende evoluties op de Belgische groothandelsmarkten elektriciteit en gas in 2014 van 22 januari 2015.
Studie (F)140908-CDC-1352: Studie over de Belgische groothandelsmarkt bij stroomschaarste en stroomtekort

- de vraag op basis van de waargenomen ontwikkeling ervan (daling van de restvraag en van de piek van de vraag) geëvalueerd moeten worden in plaats van op basis van de in 2010 geregistreerde consumptie, die het hoogst bleek te zijn in de afgelopen vijf tot zes jaar, vermenigvuldigd met een groeipercentage;
- er rekening gehouden moeten worden met de asynchroniciteit van de verbruikspieken met de buurlanden.

Tevens zou er rekening gehouden moeten worden met de strategieën ontwikkeld door de evenwichtsverantwoordelijken (ARP) (afsluiting van contracten met noodgroepen, afschakelbaar vermogen), wat zeer waardevolle informatie zou opleveren over de flexibiliteit van het Belgische elektriciteitssysteem. Ter informatie: het aanpassingsvermogen van de vraag werd op Europees niveau geëvalueerd op 10% van de piekvraag[11]. In België zou dit in de orde van 1.400 MW zijn. Met name het gedrag van elektro-intensieve afnemers, sterk aanwezig in België, zou kunnen worden geanalyseerd.

30. De uitvoering wordt op dit moment gerealiseerd door de enige netbeheerder. De CREG acht het wenselijk dat deze de markt raadpleegt en de transparantie waarborgt gedurende het hele proces ter bepaling van de behoefte. Tevens is het wenselijk dat een onafhankelijke overheidsinstantie of een groep van deskundigen zijn advies kan uitbrengen in elk stadium van het proces.

De netbeheerder is immers zelf een speler met betrekking tot bevoorradingszekerheid: in het kader van zijn gereguleerde activiteit als netbeheerder moet hij de noodzakelijke nieuwe importcapaciteiten tijdig leveren, zorgen voor de beschikbaarheid en optimale betrouwbaarheid van zijn net en van de interconnectiecapaciteiten, en een leidende rol spelen in de ontwikkeling van de *demand response*.

De netwerkbeheerder is dus niet een volledig neutrale partij, in die zin dat hij geneigd kan zijn de noodzakelijke capaciteitsbehoefte binnen het gebied te overschatten, teneinde over veiligheidsmarges te beschikken die hem in staat zouden stellen de kans dat zijn eigen verantwoordelijkheid aangesproken wordt, te beperken.

[11] Mededeling van de Europese Commissie C(2013) 7243 van 5/11/2013 "Ontplooiing van de interne mark voor elektriciteit en het optimaal benutten van publieke interventies".

### II.1.3 Conclusies en aanbevelingen

31. De CREG is van mening dat tot op heden de omvang en de aard van het *adequacy* probleem op korte termijn niet voldoende in kaart zijn gebracht om de maatregelen vast te stellen die, in voorkomend geval, zijn gericht op het oplossen ervan. Het gaat hier om een voorwaarde vóór elke vorm van interventie.

**Eerste aanbevelingen:**

1) Het is van belang om de onzekerheden betreffende de terugkeer of handhaving op de markt van Doel 3, Tihange 2, Doel 1 en Doel 2 (2.814 MW) zo snel mogelijk weg te nemen, zodat de marktspelers, in voorkomend geval, alternatieven oplossingen kunnen voorstellen. Zolang dit klimaat van onzekerheid voortduurt, is het mogelijk dat geen enkele grote productie-eenheid het daglicht zal zien.

2) De evaluatiemethode van de capaciteitsbehoefte moet worden verbeterd, voornamelijk op de onderstaande punten, om duidelijke en geloofwaardige signalen te geven aan de markt over de capaciteitsbehoefte op korte termijn:

   - de integratie van economische parameters (reactie van de productie en van de vraag op een stijging van de marktprijs, reactie van de bevolking op een waarschuwingsbericht) en, met het oog hierop, de uitvoering van een studie over de flexibiliteit in het Belgische elektriciteitssysteem;
   - een nauwkeurigere kwantitatieve evaluatie van de beschikbare capaciteit in de buurlanden (met name in Frankrijk) wanneer de situatie binnen de CWE-zone gespannen is, en rekening houden met de interconnecties op dynamische en niet-statische wijze;
   - rekening houden met de asynchroniciteit van de pieken, d.w.z. van het tijdsverschil waarmee de verbruikspieken zich voordoen tussen landen;
   - overleg met de marktspelers over de methode en over de resultaten;
   - transparantie;
   - de analyse van het verbruik en van de vraag in België.

32. Rekening houdend met het feit dat de evaluatie van de *adequacy* betrekking heeft op de marktwerking en de interconnecties, en met het feit dat zij een impact heeft op de factuur van de eindafnemer, zou de betrokkenheid van de CREG in elk stadium van het proces ter bepaling van de behoefte – bijvoorbeeld door middel van een adviesbevoegdheid – kunnen zorgen voor een objectieve beoordeling van de behoeftenevaluatie en voor het

toezien op de belangen van de afnemers die *in fine* deze aanvullende capaciteit financieren die als gevolg van dit proces noodzakelijk wordt geacht.

33. Er zou gestart kunnen worden met overleg over het gewenste niveau van bevoorradingszekerheid, met name over de handhaving van het criterium LOLE 20 u bij P95; dit criterium heeft een directe invloed op de capaciteitsbehoefte en dus op de door de eindafnemer te dragen kosten (een criterium voor omstandigheden bestaat, noch in Frankrijk, noch in Nederland, noch in het Verenigd Koninkrijk[12]). Dit overleg moet in samenspraak met de buurlanden worden gepleegd.

## II.2 *Adequacy* op middellange termijn

34. Terwijl er op korte termijn weinig mogelijkheden voor actie bestaan wanneer een risico voor ontoereikendheid van het systeem wordt geconstateerd, bestaan er op middellange termijn wel actiemogelijkheden. Deze moeten zich echter inschrijven in het kader van een coherent en stabiel energiebeleid.

### II.2.1 Evaluatie van de behoefte

35. De analyse van de toestand van de bevoorradingszekerheid van het land waarmee de transmissienetbeheerder is belast, betreft alleen de komende winterperiode (hoewel de uitgevoerde studies feitelijk betrekking hebben op drie winterperiodes). Rekening houdend met de uitvoeringstermijn van een investering (verlenen van vergunningen en toelatingen, financieringsconstructie, realisatie, ingebruikneming) is een analyse op langere termijn noodzakelijk.

36. De prospectieve studie zoals bedoeld in artikel 3 van de elektriciteitswet wordt met het oog hierop uitgevoerd. In een voortdurend veranderende markt is een dergelijke studie echter nauwelijks meer interessant voor de marktspelers gezien de lengte van het voorbereidingsproces en bijgevolg de veroudering van de resultaten ervan op het moment van publicatie.

37. De evaluatie van de toereikendheid[13] van de productiemiddelen uitgevoerd in 2014 door de transmissienetbeheerders van zeven landen (Benelux, Frankrijk, Duitsland (Amprion), Zwitserland en Oostenrijk) in het kader van het Pentalateraal Energieforum

[12] CEER questionnaire on the Assessment of generation adequacy in Electricity
[13] Pentalateraal Energieforum, Support Group 2 – Generation adequacy assessment van 5 maart 2015

(PLEF)[14] is in dit stadium het beste voorbeeld van gemeenschappelijke evaluatie van de behoeften op korte (2015-2016) en middellange termijn (2020-2021).

38. De analyse, die in deze studie over het Belgische elektriciteitssysteem tijdens de winter 2020-2021 wordt weergegeven, is echter voornamelijk gebaseerd op de evaluatie van de behoeften voor de winterperiode 2016-2017 gerealiseerd door Elia, te weten 3.100 tot 3.300 MW zonder Doel 3 en Tihange 2 en 3.900 tot 4.100 MW als Doel 1 en Doel 2 eveneens onbeschikbaar blijven, maar rekening houdend met de toevoeging van nieuwe *off-shore* productiecapaciteit van windenergie (momenteel 707 MW geïnstalleerd, +165 MW voor 2016/2017, totale capaciteit van 2.300 MW in 2020), van twee STEG-eenheden (+800 MW) resulterend uit de offerteaanvraag betreffende de bouw van nieuwe productieinstallaties voor elektriciteit met gasturbines van het type open of gecombineerde cyclus in België[15] en van een geplande verhoging van de interconnectiecapaciteit (+3.300 MW).

39. Deze studie heeft, naast de opmerkingen in het vorige hoofdstuk, ook zwakke punten, zelfs volgens de auteurs ervan, en hieraan zouden de volgende verbeteringen moeten worden aangebracht:

- modellering van de *demand response* (buiten beschouwing gelaten in de huidige versie);
- modellering van de buurlanden van de PLEF-zone;
- verbetering van de modellering van de werking van het transmissienet;
- optimalisatie van het onderhoudsprogramma van de productie-eenheden;
- verbetering van het Europese gegevensbestand van de productie-eenheden;
- verbetering van het regionale scenario met betrekking tot de toekomstige ontwikkelingen en het toekomstige gedrag van de voornaamste marktspelers.

40. Er bestaat derhalve op dit moment geen betrouwbare en geloofwaardige analyse van de capaciteitsbehoefte over een voldoende lange tijdshorizon (5 tot 10 jaar) die overeenkomt met de duur van de uitvoering en de gedeeltelijke terugbetaling van een nieuw grootschalig investeringsproject.

[14] Regionale samenwerking inzake de integratie van de elektriciteitsmarkt en de bevoorradingszekerheid voor Oostenrijk, België, Frankrijk, Duitsland, Luxemburg, Nederland en Zwitserland.

[15] Deze offerteaanvraag werd geannuleerd bij Ministerieel besluit van 27 maart 2015, *B. Stsbl.,* 31 maart 2015.

41. De capaciteitsbehoefte op middellange termijn is niet enkel een marktfeit. Het is tevens het gevolg van politieke keuzes op het gebied van:

- Doelstellingen voor de ontwikkeling van de hernieuwbare energieproductie;
- Energiemix (kernenergie ?, steenkool ?) ;
- Bevordering van de *demand response* (*smart grids*, *smart meters* en submeters);
- Bevordering van de maatregelen inzake energie-efficiëntie;
- Bevordering van de opslag (die het in combinatie met een intermitterende productie van hernieuwbare energie mogelijk maakt een deel van het basisverbruik of verbonden met de afschakeling van het net te dekken en ervoor zorgt dat de belasting op het net kan worden verlaagd).

Verschillende deelnemers aan de openbare raadpleging noemen het gebrek aan duidelijke en stabiele beleidskeuzes met betrekking tot de gewenste energiemix en in het bijzonder de instabiliteit van het wettelijk kader inzake de kernuitstap als een oorzaak van de huidige *adequacy* problemen.

Terwijl het op Belgisch niveau ontbreekt aan duidelijkheid, ontbreekt het op Europees niveau aan enige doelstelling na 2020.

### II.2.2 Aard van het *adequacy* probleem

42. Naast de betrouwbaarheid van het nucleaire park, vormt de tweede bedreiging van de Belgische bevoorradingszekerheid enerzijds de veroudering van het park met conventionele thermische centrales en anderzijds het gebrek aan concurrentievermogen ervan. Dit gebrek aan concurrentievermogen is vooral het gevolg van het niet afgestemd zijn tussen de diensten waarvoor deze centrales werden ontworpen en de huidige behoeften van de markt.

43. Het huidige Belgische productiepark is het resultaat van genomen investeringsbeslissingen op verschillende momenten en in zeer verschillende contexten.

Vóór de liberalisering van de markt was het gereguleerde model gebaseerd op een centrale planning van de investeringen en een vergoeding op basis van een *cost plus*-mechanisme[16], wat het mogelijk maakte om zeer kapitaalintensieve investeringen te doen, aangezien het rendement op het kapitaal werd gegarandeerd. Tegen deze achtergrond heeft België gekozen voor een park dat is samengesteld uit nucleaire eenheden om de vraag over het hele jaar constant te dekken, uit steenkool- en gaseenheden die de dekking van de behoeften van semi-basislast waarborgen en uit piekeenheden (gasturbines van het type open cyclus, turbojets, pompcentrales) ter waarborging van het ultieme evenwicht evenals van aanzienlijke veiligheidsmarges.

Het gekozen marktmodel door de Europese Unie naar aanleiding van de liberalisering van de elektriciteitsmarkt is een *"Energy only market"* (EOM). De logica van dit model is om de vraag op korte termijn (*day-ahead*-markt) te dekken door de activering van de productiemiddelen in volgorde van toenemende variabele productiekosten. De gecentraliseerde planning werd afgeschaft en de keuze van de investeringen vond niet meer plaats op basis van de gemiddelde kosten van de eenheden, maar op basis van de verwachte marginale productiekosten op korte termijn in de toekomst. Met de verdwijning van de gecentraliseerde planning, de vergoedingsgarantie op de lange termijn en de mogelijkheid om langlopende bevoorradingscontracten af te sluiten, viel de keuze van beleggers op de eenheden die minder kapitaal vereisen om over een kortere periode winstgevendheid te garanderen en waarmee een maximale winst behaald kan worden op de elektriciteitsmarkt. De gaseenheden (STEG en OCGT) hadden al deze kenmerken (flexibele eenheden om te reageren op prijssignalen en tegen relatief lage vaste kosten). Deze investeringskeuze bleek winstgevend tot ten minste 2012[17]. Bovendien heeft België gekozen om de bouw van nieuwe steenkooleenheden niet meer toe te staan.

44. Een aantal omstandigheden hebben dit model verstoord.

---

[16] Voor de activiteit "PIT" (productie – interconnectie, transmissie) in het algemeen. Men garandeerde een dekking van de kosten en een passende vergoeding voor de totale activiteit zonder onderscheid te maken tussen productie-eenheden of subactiviteiten, en de tarieven garandeerden de dekking van de kosten in het algemeen.
De *cost plus* werd vastgesteld rekening houdend met de brandstofkosten, exploitatiekosten (leidingen, onderhoud, beheer), aflossingen, provisies, energieaankopen, financieringsinstrumenten. De installatiespecifieke elementen bijvoorbeeld werden in aanmerking genomen ten aanzien van opgelegde aflossingspercentages.
De tarieven all-in werden berekend op basis van het principe van gemiddelde kosten, met de introductie van marginale elementen door het in aanmerking nemen van de aanwezigheid tijdens piekperioden voor de verschillende categorieën afnemers. Het juiste uitstel van de kosten naargelang deze aanwezigheid tijdens piekperioden en spanningsniveaus tussen enerzijds distributieklanten en anderzijds grote industriële afnemers en distributeurs-leveranciers waren het onderwerp van periodieke specifieke studies.

[17] Studie (F)130530-CDC-1247 over de "werking van en de prijsevolutie op de Belgische groothandelsmarkt voor elektriciteit - monitoringrapport 2012"

Vooreerst hebben de doelstellingen inzake ontwikkeling van hernieuwbare energieproductie met intermitterend karakter (vooral zon en wind) en het daarmee gepaard gaande actieve ondersteuningsbeleid kunnen leiden tot een snelle, en qua omvang onverwachte, evolutie van bijkomende productiecapaciteit met een zeer lage marginale kost, maar waarvan de beschikbaarheid niet gegarandeerd is.

Vervolgens heeft de toenemende interconnectie van de markten de concurrentie mogelijk gemaakt tussen de productie-eenheden op regionaal niveau.

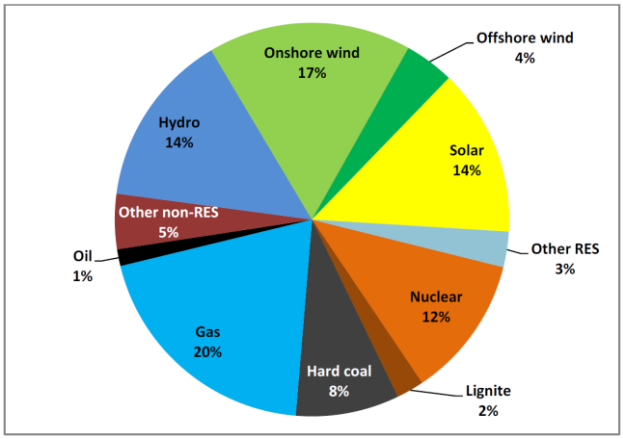
Tot slot hebben zich moeilijk te voorspellen conjuncturele veranderingen voorgedaan (economische crisis gepaard met een daling van de vraag, ontwikkeling in de Verenigde Staten van shale gas die de prijs van steenkool verlaagt in combinatie met een daling van de prijs van CO2 waardoor de productiekosten van de steenkooleenheden lager worden dan die van de gaseenheden)

Dit resulteert in een gebrek aan concurrentievermogen van een deel van het bestaande park ten opzichte van de ingevoerde productie.

Daarnaast hebben de nucleaire eenheden - beschouwd als betrouwbaar - door incidenten (Doel 4) of door technische mankementen (Doel 3, Tihange 2) hun beschikbaarheidsniveau aanzienlijk zien afnemen.

45. De toenemende integratie van de intermitterende HEB (zoals weergegeven in de volgende grafiek) zal een aanpassing van de energiemix vereisen om de bevoorradingszekerheid te handhaven. Ze moeten in een overgangsfase worden gekoppeld aan flexibele capaciteiten. Maar hun intermitterend karakter veroorzaakt een frequent opstarten en stilleggen van de conventionele eenheden, en derhalve de behoefte aan minder basiseenheden en meer piekeenheden.

Schema 1: Raming van de gecombineerde capaciteit geïnstalleerd in de gemodelleerde PLEF-landen [%] 2020-2021




Bron: – PLEF Generation adequacy assesment

Op basis van de aannames zal de energiemix samengesteld zijn uit gemiddeld 52% productie uit hernieuwbare energie tegen 2020-2021, waarvan 35% productie op basis van wind- of fotovoltaïsche energie (de waarden voor 2015-2016 bedragen respectievelijk 44% en 25%).

46. In overeenstemming met deze waarnemingen verwachten de deelnemers aan de openbare raadpleging een probleem met betrekking tot het piekvermogen.

### II.2.3 Conclusies en aanbevelingen

#### *II.2.3.1 Monitoring van de behoeften op middellange termijn: transparantie en informatie*

47. De meeste deelnemers aan de raadpleging verwezen naar studies van Elia (waarvan de resultaten als weinig geloofwaardig werden beschouwd) en het Pentalateraal PLEF (wiens zwakke punten hierboven worden vermeld) om de behoefte aan capaciteit op de middellange termijn te evalueren. Sommigen waren van oordeel dat ze niet beschikten over voldoende informatie om een uitspraak te doen over het bestaan van een *adequacy* probleem.

Het ontbreekt op dit moment aan een betrouwbare procedure die een nauwkeurige identificatie en een juiste kwantificering van de behoeften mogelijk maakt. Het gaat hier om een voorafgaande vereiste alvorens enige beslissing te nemen over bijkomende maatregelen.

De CREG beveelt aan om te evolueren naar een jaarlijkse controle van de capaciteitsbehoefte op middellange termijn in samenwerking met de buurlanden, wat door de marktspelers positief is onthaald (rekening houdend met de lopende investeringen, waaronder +1.600 MW aan off-shore windenergie, +3.300 MW aan importcapaciteit, de marktdynamiek en de technologische ontwikkelingen).

De CREG beveelt bovendien aan om de ramingen van de productiecapaciteit, interconnectie, de vraag en de *demand response*, evenals een beschrijving en een verklaring van de hypotheses en de gebruikte methoden te publiceren.

#### *II.2.3.2 Stabiliteit van het energiebeleid*

48. Het vaststellen van een stabiel energiebeleid op middellange termijn is een prioriteit (met name wat betreft de nucleaire capaciteit).

Het is absoluut noodzakelijk om een gunstig klimaat voor investeringen te (her)scheppen, zoniet zal er geen enkele niet-gesubsidieerde grootschalige investering spontaan worden ontwikkeld waardoor ondersteunende maatregelen onontbeerlijk en duur worden.

#### *II.2.3.3 Overgang naar een efficiënte en betrouwbare energiemix*

49. Om de energiekosten te beheersen, moet België zijn energiemix heroverwegen en de manier waarop zij haar elektriciteitsverbruik wil dekken herdefiniëren, rekening houdend met de technologische ontwikkelingen en de verhoogde behoefte aan flexibiliteit.

50. In het kader van de energietransitie kan de definitieve buitenwerkingstelling van de nucleaire eenheden Doel 3 en Tihange 2 worden gezien als een aan te grijpen kans om het productiepark snel aan te passen aan een mix HEB – betrouwbare en flexibele capaciteit (waarvan de variabele kosten minder doorslaggevend zullen zijn, maar waarvan de vaste kosten zullen overheersen).

Het kan zelfs nutteloos en duur blijken een mechanisme te ontwikkelen om de rentabiliteit van niet-competitieve eenheden kunstmatig te waarborgen.

51. Aangezien België heeft gekozen, gerechtvaardigd in het licht van de milieudoelstellingen, om de bouw van steenkooleenheden niet meer toe te staan, zouden alleen een substantiële verhoging van de prijs van broeikasgasemissierechten en/of een verlaging van de prijs van gas ten opzichte van steenkool de concurrentiepositie van de gaseenheden ten opzichte van steenkooleenheden kunnen versterken, op voorwaarde dat alternatieve oplossingen (zonnepanelen + batterijen bijvoorbeeld) in een nabije toekomst niet competitiever blijken.

# III. MOGELIJKE MIDDELEN OM HET GEWENSTE NIVEAU VAN BEVOORRADINGSZEKERHEID TE BEREIKEN BINNEN HET HUIDIGE MARKTMODEL

## III.1 Huidige marktmodel: *Energy only market (EOM)*

52. De vraag is of het huidige marktmodel in staat is om de toereikendheid van de conventionele productiemiddelen voor elektriciteit in België te waarborgen.

### III.1.1 Beginsel

53. De producent wordt louter vergoed voor de verkoop van elektriciteit op de markt (vergoeding van de MWh) en de levering van ondersteunende diensten. Hierbij gaat men ervan uit dat het prijssignaal gegenereerd door de markt volstaat om de toereikendheid van de productiemiddelen en bijgevolg de bevoorradingszekerheid op termijn te waarborgen.

In de EOM worden de vaste kosten theoretisch gedekt door:

- de inframarginale rente voor de eenheden aan het begin en in het midden van de *merit order*;
- de schaarsterente (van kracht wanneer de marktprijs hoger is dan de marginale kosten) voor de piekeenheden.

Met andere woorden, de elektriciteitsprijs bevat een impliciete vergoeding van de beschikbare capaciteit.

Een verhoogd aantal prijspieken op de *spot*-markt of een voorspelling van de *forward*-markt van hogere *spot*-prijzen geeft de investeerders het signaal dat een nieuwe investering in piekeenheden (eenheden met de hoogste marginale kosten) rendabel zou zijn, op basis van de raming van toekomstige inkomsten. Omgekeerd ontmoedigen lagere prijzen de handhaving van weinig gebruikte eenheden.

In een perfect functionerende markt zouden bijgevolg de inkomsten uit de verkoop van MWh volstaan om de *adequacy* te garanderen van het productiepark en de *demand response* (gewenst door de markt, maar niet noodzakelijk het niveau vereist door de wet) en de rentabiliteit te garanderen van de eenheden die erbij betrokken zijn, en bijgevolg de noodzakelijke investeringen in productie of in *demand response* aan te trekken.

### III.1.2 Observatie van de prijsevolutie op de Belgische markt

54. De CREG heeft in haar Nota 1398 de opvallende evoluties op de groothandelsmarkt voor elektriciteit in 2014 geanalyseerd[18] en de volgende conclusies getrokken:

- de dalende trend van de afnames gemeten door de transmissienetbeheerder heeft zich in 2014 voortgezet;
- de daling van de nucleaire productie in 2012-2014 werd hoofdzakelijk gecompenseerd door de invoer vanuit het buitenland en niet door de Belgische gasgestookte eenheden; in 2014 werd een recordhoeveelheid van 16,8 TWh geïmporteerd;

*Day ahead*-markt

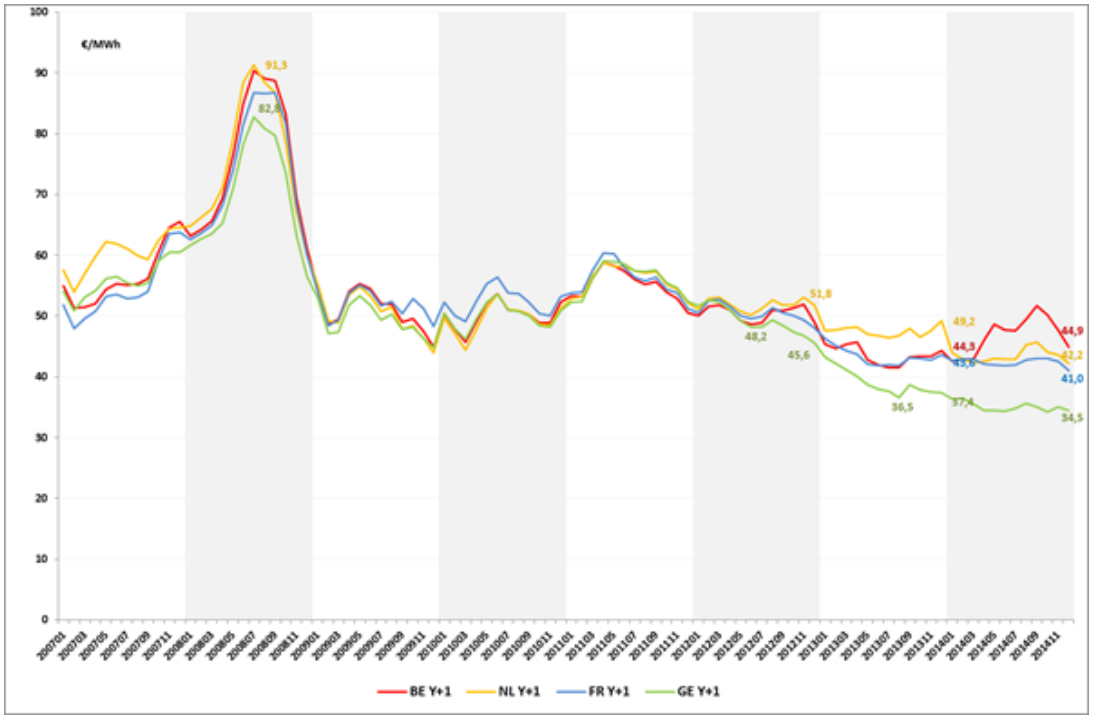
- de elektriciteitsprijs op de *day ahead*-markt bedroeg in 2014 gemiddeld 40,8 €/MWh, oftewel een daling van ongeveer 6,5 €/MWh ten opzichte van 2012 en 2013;
- in 2014 was de maximale prijs op Belpex DAM 200 €/MWh;
- de verschillen in gemiddelde prijzen op de markt op korte termijn in België, Nederland, Frankrijk en Duitsland zijn in 2014 ten opzichte van 2013 lager; Duitsland en Frankrijk hebben de laagste prijzen en België en Nederland de hoogste prijzen.

*Forward*-markt

De volgende grafiek toont de evolutie van de elektriciteitsprijs op de *forward*-markt in België, Nederland, Frankrijk en Duitsland (€/MWh) tussen 2007 en 2014.

[18] Nota (Z)150122-CDC-1398 van de CREG over de opvallende evoluties op de Belgische groothandelsmarkten elektriciteit en gas in 2014

Grafiek 1: Evolutie van de gemiddelde maandprijzen per transactiemaand voor de levering *year-ahead* in België, Nederland, Frankrijk en Duitsland (€/MWh) tussen 2007 en 2014.




Bron: berekening CREG op basis van gegevens ICE ENDEX en EEX

Zoals geïllustreerd in de bovenstaande grafiek, zet de daling van de prijzen op de *forward*-markt zich sinds 2011 voort, met uitzondering van België, waar de gemiddelde prijs is gestegen als gevolg van de onbeschikbaarheid van diverse kerncentrales alvorens weer te dalen.

55. In de antwoorden op de openbare raadpleging worden de economische redenen, naast de instabiliteit van het wettelijke en reglementaire kader, regelmatig genoemd als de grootste belemmering voor de toegang tot de markt van nieuwe capaciteit. Te lage prijzen, een gebrek aan prijspieken en een te grote onzekerheid dat deze zich in de toekomst voordoen, geven onvoldoende garanties voor de rentabiliteit van nieuwe grootschalige productie-eenheden.

56. De vraag rijst daarom hoe het uitblijven van een duurzame stijging van de *forward*-prijs kan worden verklaard terwijl Doel 3 en Tihange 2 niet beschikbaar waren sinds eind maart 2014, Doel 4 vanaf begin augustus tot eind december 2014 en een probleem inzake bevoorradingszekerheid werd meegedeeld aan de markt. Is dit een teken van marktfalen? Deze vraag wordt hieronder besproken.

### III.1.3 De prijsvorming in de verschillende marktsegmenten

#### *III.1.3.1 Forward-markt*

57. De *forward*-markt dient ter dekking van het risico op de *day ahead*-markt. De *forward* prijzen (op termijn van 1 tot 3 jaar) zijn derhalve een voorspelling van de prijzen op korte termijn gecorrigeerd met een risicofactor/rentepercentage. De voorspellingen van toekomstige prijzen omvatten een aantal onzekerheden: potentiële terugkeer van nucleaire eenheden, evolutie van de interconnectiecapaciteit, economische vooruitzichten, toename van het volume aan hernieuwbare energie, prijsverschil tussen de verschillende marktsegmenten (*forward, day ahead, intraday*), evolutie van de prijzen voor gas, steenkool en $CO_2$, …

De Belgische *forward*-markt biedt alleen *baseload*-producten *(forward peakload*-producten worden op dit moment aangekocht via bilaterale contracten) en de liquiditeit ervan is bovendien onvoldoende. De evenwichtsverantwoordelijken dekken er slechts het geplande gemiddelde verbruiksprofiel van hun klantenportefeuille mee. Het is dan ook moeilijk om er voor de kritieke uren de anticipatie van een stijging van de prijzen in terug te vinden, en des te meer naarmate de kans, geschat door de markt, op het zich voordoen van prijspieken op de *day ahead*-markt niet hoog genoeg is om op duurzame wijze invloed uit te oefenen de *forward*-prijs.

#### *III.1.3.2 Day ahead-markt*

58. De prijzen op deze markt worden hoofdzakelijk gevormd op basis van het evenwicht op korte termijn tussen vraag en aanbod, rekening houdend met de beschikbare capaciteit op de verschillende markten. Wanneer de interconnectiecapaciteit niet verzadigd is, is de prijs er de afspiegeling van het evenwicht op de volledige, onderling gekoppelde markt.

59. Op deze markt zorgen de sterke groei van de elektriciteitsproductie uit hernieuwbare energiebronnen (waarvan de variabele productiekosten laag zijn) en de hoge mate van interconnectie van het land gekoppeld aan een overcapaciteit in de stroomproductie in de buurlanden ervoor dat gedurende het merendeel van de tijd er een overaanbod is en de prijzen laag zijn.

60. De zeldzame en onvoorspelbare gebeurtenissen, zoals strenge winterse omstandigheden, die een verbruikspiek genereren, moeten in principe worden gedekt door de flexibiliteit van het systeem aangeboden op de *day ahead*-, *intraday*- en *balancing*-markten, maar het blijkt dat het systeem beschikt over meer flexibiliteit dan verwacht, zodat

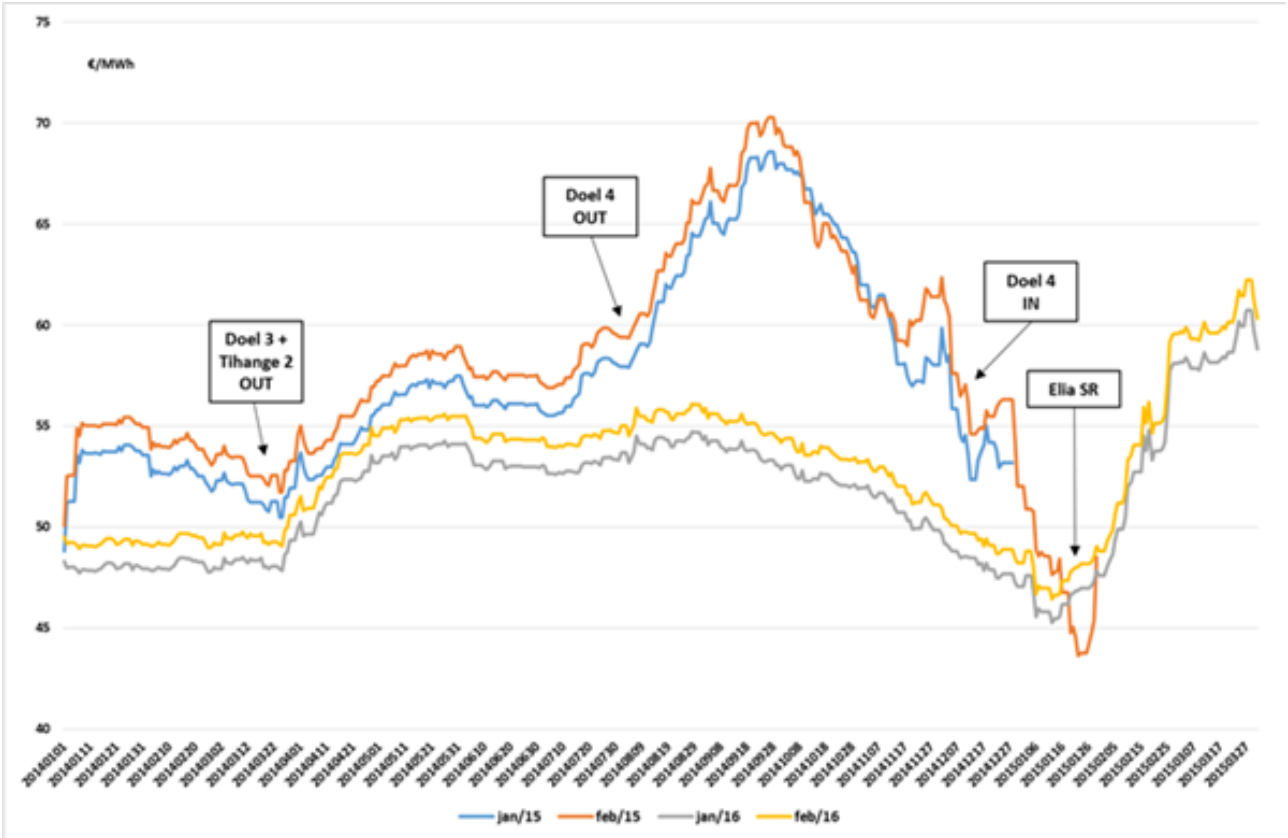
de sporadische prijspieken op korte termijn de prijsvorming op de *forward*-markt niet wezenlijk veranderen en nauwelijks invloed hebben op de gemiddelde prijs. De prijsvoorspellingen op de *forward*-markt blijven dus laag.

Dezelfde beperkte invloed op de prijzen wordt verwacht van het onevenwichtstarief van 4.500 EUR/MWh toegepast in geval van *structural shortage*[19].

61. Het ontbreken van een duurzame verhoging van de prijzen op de *forward*-markt is derhalve geen signaal van marktfalen.

Zoals blijkt uit de volgende grafiek, werd een stijging van de prijs op de *forward*-markt vastgesteld bij de aankondiging van de sluiting van Doel 3 en Tihange 2 en later die van Doel 4, wat aangeeft dat marktdeelnemers echt bezorgd waren over een mogelijk tekort aan productiecapaciteit en bijkomende orders hebben geplaatst op de *forward*-markt. De prijs is vervolgens gedaald, waarschijnlijk omdat alle partijen de gewenste volumes hebben gevonden.

Grafiek 2: Prijzen voor maandproducten ter levering van *baseload*-elektriciteit in de Belgische biedzone tijdens de maanden januari en februari, zowel voor het jaar 2015 als 2016.




Bron: berekening CREG op basis van gegevens ICE ENDEX en EEX

[19] Zie werkingsregels van de strategische reserve

### III.1.4 Verband tussen marktprijs en bevoorradingszekerheid

62. Gezien de beperkte mogelijkheden aan beschikbare opslag die er momenteel zijn, moet de productie het verbruik te allen tijde dekken. Om dit evenwicht te garanderen, moeten beslissingen worden genomen op verschillende tijdshorizons: de evenwichtsverantwoordelijke (ARP) moet op termijn (1 tot 3 jaar) zijn verkopen dekken door het reserveren van eigen productiemiddelen of door het doen van termijnaankopen (*forward*-markt of bilaterale contracten (OTC)). Een eerste indicatie van een gebrek aan productiemiddelen zou derhalve reeds in een tijdsbestek van 1 tot 3 jaar moeten optreden. Dit tijdsbestek is echter onvoldoende om nieuwe, grote, conventionele productie-eenheden te kunnen ontwikkelen.

De dag vóór de levering kan de ARP/leverancier zijn positie weer in evenwicht brengen om rekening te houden met een nauwkeurigere inschatting van het verbruik van zijn klanten (rekening houdend met de klimatologische omstandigheden,...). In dit stadium is het geïnstalleerde productiepark vastgelegd. De beschikbare capaciteit moet voldoende groot zijn om de totale belasting te dekken (rekening houdend met de variabiliteit van de beschikbaarheid van de HEB, de invoer,…). Hierbij treden dan de flexibiliteitsmechanismen in werking om de posities in evenwicht te brengen en de door de intermitterende HEB veroorzaakte volatiliteit te absorberen.

63. Om het evenwicht in reële tijd te bereiken, heeft de markt derhalve voldoende flexibele (signaal op korte termijn) capaciteit (signaal op lange termijn) nodig.

Wanneer productiecapaciteit ontbreekt, vormt de evenwichtsprijs niet langer de variabele kosten van de marginale eenheid, maar de prijs waartegen de afnemers afzien van verbruik (*value of lost load* – VoLL). De meerderheid van de afnemers zijn echter niet blootgesteld aan *day ahead*-prijzen, hetzij omdat ze een contract met vaste prijzen hebben, hetzij omdat hun contract met variabele prijzen is geïndexeerd op een gemiddelde van de *forward*-prijs of de *day ahead*-prijs. Als gevolg hiervan is de spontane reactie van afnemers (flexibiliteit) mogelijk onvoldoende om het evenwicht tussen vraag en aanbod te bereiken. Een tekort is dan mogelijk.

Om dit probleem aan te pakken, is het noodzakelijk dat de afnemers hun flexibiliteit kunnen verkopen (met name via submeters).

Indien de prijs geen limiet had en indien alle afnemers hun flexibiliteit konden verkopen, zouden er in theorie nooit gedwongen afschakelingen plaatsvinden, omdat de afnemers hun geplande verbruik zouden verkopen zodra de prijs het niveau van hun opportuniteitskosten

van niet-verbruik zou hebben bereikt. Het is bijgevolg van belang om de belemmeringen voor de verkoop door de afnemers van hun flexibiliteit weg te nemen.

Zelfs als de meerderheid van de afnemers tegen de prijspieken op de *spot*-markt beschermd zijn, geven deze prijspieken een stimulans om zich vanaf een bepaald prijsniveau te ontkoppelen.

Gezien het feit dat in geval van een tekort de onderbrekingen in de bevoorrading niet individueel worden uitgevoerd, maar op het niveau van een zone, wordt de bevoorradingszekerheid daarentegen een publiek goed. Om dit probleem te verhelpen, wordt in periodes van stroomtekort administratief een prijs bepaald. Deze moet in principe overeenstemmen met de VoLL. Dit prijsniveau zorgt voor een betere marktwerking en bepaalt de schaarsterente van de producent.

De prijspieken zijn noodzakelijk om een schaarsterente te genereren waarmee de capaciteitshouders hun vaste kosten kunnen dekken (in het bijzonder van de marginale eenheden). Maar dit mechanisme maakt de investeringen, in het bijzonder voor de piekeenheden, risicovol, omdat een kleine wijziging van de periodes van stroomschaarste van grote invloed kan zijn op hun inkomsten.

Merk echter op dat het ook mogelijk is om periodes met hoge prijzen (wanneer er geen wind en zon is) zonder prijspieken te hebben. Als dergelijke periodes regelmatig voorkomen, kunnen de eenheden rendabel zijn, zonder echte prijspieken.

Als de toekomstige situatie eerder die van zeer hoge, maar zeldzame prijspieken is, die op korte termijn weinig impact hebben op de factuur van de eindafnemer, kan zij gepaard gaan met een hoger risico op onvrijwillige afschakelingen (*brown-out*) wanneer de capaciteit lager is dan de niet-flexibele vraag. Het is de politieke en maatschappelijke acceptatie van dit risico dat een probleem vormt.

Theoretisch gezien is de verwachting van een prijsverhoging voldoende om de tijdige realisatie van investeringen (in productie en/of in *demand response*) te garanderen ter voorkoming van periodes van stroomtekort. In de praktijk zouden de onzekerheid over het zich voordoen van prijspieken die verband houden met een koudegolf, de toegenomen onvoorspelbaarheid van prijspieken op de *day-ahead*-markt (door met name de integratie van intermitterende HEB) evenals de frequentie en omvang ervan kunnen zorgen dat investeerders deze pieken niet verwachten, maar reageren na het zich feitelijk voordoen van een herhaald aantal pieken. Rekening houdend met de uitvoeringstermijn van een

investering (vooral bij grootschalige investeringen) zou derhalve een lange periode van prijsvolatiliteit kunnen aanbreken.

Dit kan leiden tot cycli van overinvesteringen gevolgd door onderinvesteringen (*boom-bust*). De capaciteit is soms overvloedig en soms onvoldoende om de vraag te dekken.

64. Naast het risico gelinkt aan het optreden van prijspieken, is een tweede risico, gerelateerd aan beslissingen tot investering in de productiemiddelen, het gebrek aan transparantie en coördinatie ten aanzien van de gedane investeringen in het net (in het bijzonder interconnecties), in zoverre dat ze de producent blootstellen aan meer concurrentie en de kans op het opstrijken van een schaarsterente verminderen. Dit risico moet in principe zijn verlaagd door het bestaan van ontwikkelingsplannen op federaal en gewestelijk niveau.

65. Een derde risico gerelateerd aan investeringsbeslissingen is het gebrek aan informatie over de investeringsprojecten. Wanneer een mogelijkheid wordt geïdentificeerd, is er geen garantie dat een concurrent niet eveneens een project gaat ontwikkelen om dezelfde behoefte te dekken, waardoor de rentabiliteit van de twee investeringen aanzienlijk afneemt.

De timing van de tenuitvoerlegging van de investeringen zou een probleem kunnen vormen. Niettemin heeft de gecentraliseerde planning ook zijn beperkingen getoond.

### III.1.5 Verbeteringen op korte termijn (EOM)

#### *III.1.5.1* *Verbeteringen van de marktwerking*

66. Naast de behoefte aan een hierboven beschreven gunstig investeringsklimaat (stabiel energiebeleid, marktinformatie), zouden verbeteringen kunnen worden aangebracht aan de werking van de *forward*-, *day-ahead*- en *intraday*-markten. Deze aanpassingen zouden gunstig zijn voor alle marktspelers.

*a) Signaal op middellange termijn*

67. Om de werking van de EOM te verbeteren, zou het wenselijk zijn om op langere termijn prijssignalen te ontwikkelen die investeerders meer garanties zouden geven. De volgende pistes zouden kunnen worden onderzocht:

- het verhogen van de liquiditeit op de *forward*-markt (*market maker*, het verplichten van dominante spelers om offertes in te dienen, het koppelen van *forward*-markten);

- het creëren van een *forward peak load*-segment (in de wetenschap dat bilaterale contracten meer flexibiliteit bieden);
- het eventueel verhogen van de maximale prijs van 3.000 EUR/MWh op voorwaarde dat de discriminatie op grond van de grootte van de zone wordt opgelost (zie §§346-348 van de beslissing 1410 van de CREG van 23 april 2015 betreffende *flow-based market coupling*).

68. Idealiter zou een *forward*-product op een langere tijdshorizon (4 tot 5, of 6 jaar)[20] moeten worden ontwikkeld om op langere termijn een prijssignaal te geven aan de investeerders.

*b) Signaal op korte termijn*

69. De verbetering van de liquiditeit op de kortetermijnmarkten alsook een betere waardering van de flexibiliteit zouden bijdragen tot het bereiken van het evenwicht op korte termijn. De suggesties in dit verband zijn als volgt:

- het verbeteren van de liquiditeit op de *intraday*-markt door:
  - het koppelen van de *intraday*-markten op het niveau van de CWE-zone;
  - het introduceren van een product "15 minuten" om een betere waardering van de flexibiliteit mogelijk te maken;
  - het ontwikkelen van een product voor de dekking van het risico op de *intra day*-markt;
  - het sluiten van de markten dichter in de buurt van real time;
- ht deelnemen aan de markt van de *demand response* en de noodgroepen.

  De flexibele capaciteit van het type *demand response* of noodgroepen (warmtekrachtkoppelingseenheden, dieselaggregaten,… welke net geïnstalleerd om een verstoring van de bevoorrading het hoofd te bieden) blijven te vaak beperkt tot het verlenen van diensten aan Elia (ondersteunende diensten of strategische reserve). De ontwikkeling van de exploitatie van flexibele capaciteit zou echter de behoefte aan conventionele thermische productie-eenheden kunnen terugdringen. Het kost deze capaciteit echter te veel moeite om haar weg naar de markt te vinden. In feite hebben alleen de ARP's toegang tot de

[20] Een dergelijk product bestaat in Duitsland, maar de liquiditeit ervan is laag.

markt, en derhalve kunnen slechts een aantal afnemers, die tevens (industriële) ARP zijn, hun flexibiliteit rechtstreeks aanbieden.

De andere flexibiliteitshouders moeten dit via hun leverancier doen (rechtstreeks of via een aggregator) en zijn dus afhankelijk van de bereidheid van laatstgenoemde om een dergelijke flexibiliteit te vergoeden (in het kader van een bilateraal contract). Natuurlijk zou de ARP er een belang in kunnen zien om zich tegen prijspieken te beschermen of om arbitragewinsten op korte termijn te behalen, maar hij kan er ook een bedreiging voor zijn piekeenheden in zien.

Aggregatoren, evenals leveranciers, hebben een belangrijke rol te vervullen, met name ten aanzien van het capteren en aggregeren van flexibiliteit van meer diffuse bronnen aangesloten op netten met spanningen lager dan 150 kV.

Een ARP- *light* status zou bijvoorbeeld kunnen worden gecreëerd om toegang van aggregatoren tot de markt mogelijk te maken. Bovendien zou de rol van aggregatoren in eeen regelgevend kader vastgelegd moeten worden;

- snelle ontwikkeling van *metering* op kwartierbasis (op voorwaarde dat de kosten-batenverhouding positief is) en *sub metering* (ook in distributie);
- stimulering van de deelname van de HEB op de *day ahead*-, *intraday*- en *balancing*-markt, zodat ze er hun flexibiliteit kunnen aanbieden.

#### *III.1.5.2 Verbetering van de administratieve procedures*

70. Uit de raadpleging blijkt dat de marktspelers verbeteringen verwachten in de procedure voor het verlenen van vergunningen en autorisaties, met name met betrekking tot milieuvergunningen.

Deze materie valt gedeeltelijk onder de regionale bevoegdheid, en de CREG brengt het hier uitsluitend in herinnering.

Men zou zich in dit opzicht kunnen laten inspireren op de samenwerkingsovereenkomst gesloten op 27 februari 2014 tussen de Federale Staat en de Gewesten "betreffende de oprichting van een vergunningscoördinerend en faciliterend comité voor trans-Europese energie-infrastructuurprojecten, in uitvoering van de verordening (EU) nr. 347/2013". Uiteraard richt deze samenwerkingsovereenkomst, noch de Europese verordening nr. 347/2013 waarnaar het verwijst, zich niet op projecten met betrekking tot elektriciteitsproductie.

Volgens de CREG zou echter niets de uitbreiding van het toepassingsgebied van deze samenwerkingsovereenkomst verbieden. Op deze manier, zonder afbreuk te doen aan de verdeling van bevoegdheden tussen de federale staat en de gewesten, zouden alle beslissingen inzake vergunningen en autorisaties worden gecoördineerd door één enkele autoriteit, d.w.z. het "coördinerend en faciliterend comité" opgericht door de samenwerkingsovereenkomst, welke is samengesteld uit vertegenwoordigers van alle betrokken entiteiten.

### *III.1.5.3 Het opheffen van concurrentienadelen*

71. Als gevolg van de marktkoppeling zijn de op het Belgische net aangesloten productie-eenheden blootgesteld aan concurrentie van eenheden in het buitenland. Het is derhalve van belang om ervoor te zorgen dat, alle andere omstandigheden gelijk genomen, de lasten die op hun schouders liggen niet groter zijn dan die waaraan hun concurrenten gevestigd in het buitenland zijn blootgesteld. De impact zou immers dubbel nadelig zijn: enerzijds een directe impact als gevolg van de extra te dragen kosten en anderzijds de rangschikking van de eenheid verder in de *merit order* van de zone en derhalve een minder frequente activering en een kortere gebruiksduur ervan.

De CREG meent dat dit punt continue aandacht verdient. Gezien de reeds genomen maatregelen, zijn er op dit moment echter zeer weinig mogelijkheden tot verbetering.

72. De volgende maatregelen werden door de deelnemers aan de publieke raadpleging voorgesteld:

- het afstemmen van injectietarieven op die van buurlanden.

  De CREG heeft haar nieuwe tariefmethodologie uitgewerkt in overeenstemming met de richtlijn vastgesteld onder artikel 12, § 5, 17° van de Elektriciteitswet, die het volgende bepaalt:

  *"De tarieven voor het gebruik van het transmissienet of voor de netten met een transmissiefunctie, die van toepassing zijn op productie-eenheden (…). Deze tarieven worden bepaald rekening houdend met ieder criterium dat door de commissie relevant wordt geacht, zoals een benchmarking met de buurlanden, teneinde 's lands bevoorradingszekerheid door een daling van de concurrentiekracht van de betrokken productie-eenheden niet in het gedrang te brengen. In het tariefvoorstel vergezeld van het budget bedoeld in §8, motiveert de netbeheerder deze verschillen."*

Op aandringen van FEBEG in het voorjaar van 2015 had de CREG reeds mondeling toegezegd ook een dergelijke *benchmark* voor de tarieven betreffende ondersteunende diensten te overwegen.

In het arrest van 25 maart 2015 heeft het Brusselse Hof van Beroep verwezen naar de uitbreiding van de referentiemarkt naar de NWE-zone en naar de landen waarmee ze is gekoppeld.

Dat is de reden waarom Elia, in haar raadpleging over de doorslaggevende elementen van de geplande ontwikkelingen in haar toekomstige tariefvoorstel, de uitvoering van een *benchmarking* met landen/markten heeft genoemd die worden geacht deel uit te maken van de Day-Ahead-markt gekoppeld met de NWE-zone (Frankrijk, Nederland, Duitsland, Groot-Brittannië, Noorwegen, Denemarken, Zweden, Finland), aangevuld met Oostenrijk.

<u>Voor de opslag</u>

- afschaffing van de dubbele facturering van de netkosten, bij injectie en afname.

  De CREG heeft hierover aanbevelingen gedaan in haar studie 1412[21];

<u>Voor de gaseenheden</u>

- Aanpassing van de gasnettarieven aan de toenemende flexibiliteitsvereisten van de eenheden (reservering op korte termijn of *ex post*-toewijzing van de capaciteit volgens het principe *pay as used*, versnelling van de procedures voor de koppeling aan en ontkoppeling van het net).

  Fluxys Belgium is van plan een tariefvoorstel te doen voor 2016-2019, waarin de mogelijkheid zal worden voorzien om dagelijkse capaciteit te reserveren. Fluxys Belgium stelt voor dat het dagtarief het jaartarief gedeeld door 365, vermenigvuldigd met vijf is. Het resultaat wordt vervolgens vermenigvuldigd met de maandelijkse waarde van de seizoensfactor, reeds bekend door de markt.

  Daarentegen zal het *pay as used*-systeem niet worden voorgesteld door Fluxys. Dit systeem is schadelijk voor de stabiliteit van de inkomsten en derhalve voor de stabiliteit van de tarieven.

- Sommigen stellen de totale vrijstelling van de federale bijdrage gas voor de warmtekrachtkoppelingseenheden voor.

[21] STUDIE (A)150402-CDC-1412 over “de rentabiliteit van de opslag van elektriciteit in België”

Overeenkomstig de wet van 26 maart 2014 tot wijziging van de gaswet, genieten hoogrenderende/kwalitatieve warmtekrachtkoppelingsinstallaties, die gebruikmaken van aardgas als brandstof, sinds 1 juli 2014 een vrijstelling van de federale bijdrage gas naar rato van de hoeveelheid elektriciteit geïnjecteerd in het net. Het eigen verbruik is zeker niet vrijgesteld (noch de warmteproductie), maar in dit geval is de afnemer niet onderworpen aan de federale bijdrage elektriciteit, omdat hij geen elektriciteit afneemt van het net. De CREG is daarom van oordeel dat het niet gaat om een na te streven piste.

Voor de steenkooleenheden

- Vrijstelling van de accijns op steenkool.

  De omzetting van steenkooleenheden naar biomassa-eenheden wordt bevorderd.

#### *III.1.5.4 Ontwikkeling van de interconnectiecapaciteit en optimaal gebruik van het net*

73. Hogere marktprijzen in België dan in de buurlanden zijn een teken van gebrek aan interconnectiecapaciteit op bepaalde momenten.

De huidige ontwikkeling van de interconnecties zal het in eerste instantie mogelijk maken om de bevoorradingszekerheid van het land te verhogen door het scala aan oplossingen aangeboden voor het dekken van de vraag uit te breiden (voor zover de capaciteit beschikbaar is om de Belgische markt te beleveren). De CREG heeft in dit kader besloten[22] om de methode voor de koppeling van de dagmarkten gebaseerd op de stromen in de regio CWE goed te keuren onder voorwaarde dat uiterlijk vóór de maand november 2015 de maatregelen omtrent de aanpassingen van de algoritme zijn geïmplementeerd, teneinde op niet-discriminerende wijze situaties van stroomtekort te beheren in de gekoppelde markt. Deze ontwikkelingen moeten echter worden gecoördineerd met de ontwikkeling van nieuwe investeringen in productie, aangezien ze het optreden van prijspieken en derhalve de rentabiliteit van deze eenheden verminderen. Het is daarom van belang om tijdig transparantie te verstrekken over de projecten en om een tijdschema voor inbedrijfstellingen te publiceren.

[22] Zie in dit verband: de beslissing van de CREG (B)150423-CDC-1410 over "de aanvraag tot goedkeuring van het voorstel van de NV Elia System Operator betreffende de implementatie van de koppeling van de dagmarkten gebaseerd op de stromen in de regio CWE (Centraal-West Europa)" van 23 april 2015 en Documentation of the CWE FB MC solution as basis for the formal approval-request (Brussels, 13 March 2015), Annex 16.20 Mitigation to curtailment of price taking orders.

Zij kunnen in tweede instantie bovendien de huidige capaciteit in België vernietigen, in zoverre dat zij de thermische gaseenheden blootstellen aan concurrentie van productie-eenheden in het buitenland met lagere variabele kosten (kernenergie, hernieuwbare energie, steenkool). De toekomstige ontwikkeling van interconnectiecapaciteit zou moeten plaatsvinden na een uitgebreide impactanalyse, met inbegrip van de bevoorradingszekerheid van het land. Bij gebrek aan een competitief park op Europees niveau, zou het openen van de grenzen het verdwijnen van een groot deel van de productiemiddelen in België tot gevolg kunnen hebben, wat inhoudt dat de bevoorradingszekerheid van het land moet worden afgestemd op de productiecapaciteit in het buitenland, omdat anders de subsidiëring van niet-rendabele Belgische productiemiddelen ten behoeve van de bevoorradingszekerheid onvermijdelijk wordt.

74. De planning van onderhoud op het net moet worden geoptimaliseerd om in periodes van piekverbruik de maximale beschikbaarheid ervan te waarborgen. Daarnaast moet het gebruik ervan worden geoptimaliseerd.

### III.1.6 Structurele hervormingen

#### *III.1.6.1 Versterken van de verantwoordelijkheid van de ARP's*

75. De evenwichtsverantwoordelijken (ARP) spelen op het gebied van bevoorradingszekerheid een essentiële rol. Zij zijn immers degenen die moeten zorgen om over voldoende elektriciteit te beschikken (geproduceerd door hun eigen productie-installaties of aangekocht op de markt) om aan de vraag van hun klanten te voldoen.

Elke evenwichtsverantwoordelijke is verplicht om het evenwicht tussen de injecties en afnames te waarborgen. Volgens artikel 157 van het koninklijk besluit van 19 december 2002, houdende een technisch reglement voor het beheer van het transmissienet van elektriciteit en de toegang ertoe (hierna: het technisch reglement), verbindt de toegangsverantwoordelijke zich ertoe " *… om alle redelijke middelen te voorzien en in werking te stellen teneinde het evenwicht op kwartierbasis te behouden tussen enerzijds de injecties van actief vermogen en anderzijds de afnames van actief vermogen in de regelzone verhoogd met de actieve verliezen die hij zelf compenseert, waartoe hij op grond van zijn contract van toegangsverantwoordelijke gehouden is*".

76. In geval van onevenwicht van de ARP is de netbeheerder belast met het herstellen van het evenwicht en heeft dan het recht om aan deze ARP in onevenwicht – automatisch – een boete op te leggen (onevenwichtstarief). Het is daarom van belang dat de boetes voor

onevenwicht voldoende afschrikken wanneer de bevoorradingszekerheid in gevaar is: indien de boetes voor onevenwicht hoog genoeg zijn, zullen ze een toereikende stimulans vormen voor het op de markt brengen van nieuwe capaciteit zonder dat de Staat hoeft in te grijpen. In het kader van de ontwikkeling van de strategische reserve werd een aanvullende prikkel ingevoerd in de vorm van de verhoging van het onevenwichtstarief tot EUR 4.500 per ontbrekende/overtollige MWh in het geval van activering van de strategische reserve onder de in de werkingsregels gespecificeerde omstandigheden. Een verhoging van dit tarief naar het niveau van de gemiddelde kosten van een afschakeling (8.300 EUR/MWh of hoger) in geval de effectieve afschakeling valt te overwegen.

77. Het "contract van toegangsverantwoordelijke", dat de respectievelijke rechten van de netbeheerder en de ARP op dit gebied vaststelt, bepaalt verder dat "*de betaling* [van het] *onevenwichtstarief de ARP niet vrij stelt van zijn aansprakelijkheid* […]". Overeenkomstig artikel 157, §1 van het technisch reglement, *verbindt de toegangsverantwoordelijke zich ertoe "alle redelijke middelen te voorzien en in werking te stellen teneinde het evenwicht op kwartierbasis te behouden*".

78. Het betreft hier een inspanningsverbintenis. Volgens de rechtspraak moet de partij die de aansprakelijkheid van de houder van een dergelijke verplichting opwerpt, in geval van een inspanningsverbintenis niet alleen de niet-nakoming van de verplichting aantonen, maar bovendien de fout van de houder van de verplichting, d.w.z. het feit dat deze zich niet als een goed huisvader, in de regel voorzichtig en toegewijd, gedragen heeft (Cass., 26 februari 1962, Arr. Cass., 1962, I, p. 723). Een dergelijke verplichting wordt normaliter vergeleken met de verplichting van resultaat, waarbij de aansprakelijkheid van de houder van de verplichting kan worden opgeworpen door aan te tonen dat het beloofde resultaat niet behaald is; de afwezigheid van resultaat impliceert de fout van de houder van de verplichting, behalve in geval van overmacht.

79. Zelfs al lijkt het onevenwichtstariefmechanisme onder deze omstandigheden voldoende om de ARP's aan te sporen tot het behoud van hun evenwicht, toch zou de aard van de aan de ARP opgelegde evenwichtsverantwoordelijkheid kunnen evolueren met het oog op de versterking ervan. Het aanpassen van het reglementaire kader, door de inspanningsverbintenis om te zetten in een resultaatsverbintenis, zou de ARP nog meer verantwoordelijkheid geven en hem aanzetten tot het aankopen van capaciteit op langere termijn, wat het prijssignaal op de *forward*-markt zou versterken.

### *III.1.6.2 Versterken van de verantwoordelijkheid van de leveranciers*

80. De geldende federale regelgeving[23] bepaalt dat, om een leveringsvergunning voor elektriciteit te verkrijgen, de aanvrager zich ertoe moet verbinden te "*beschikken over voldoende capaciteiten inzake vermogen en energie, om de bevoorrading van zijn afnemers te verzekeren, overeenkomstig het technisch reglement en de met zijn afnemers gesloten en/of nog af te sluiten contracten, en om de naleving van de hem opgelegde openbare dienstverplichtingen te verzekeren*". De gewestelijke regelgeving is in dit opzicht minder duidelijk.

81. Via hun algemene voorwaarden exonereren alle op de Belgische markt actieve elektriciteitsleveranciers zich evenwel van hun verantwoordelijkheid in geval van een onderbreking, een incident op het net of de opschorting van de levering.

Een dergelijke exoneratie is begrijpelijk wanneer bijvoorbeeld de oorsprong van de opschorting van de levering een geval van overmacht vormt voor de leverancier. Daarentegen is de CREG van mening dat het niet de bedoeling kan zijn dat de exoneratie van de aansprakelijkheid van de leveranciers zo ver gaat dat het afbreuk doet aan de kern van hun verplichting, namelijk het leveren van elektriciteit aan hun klanten.

82. Op dezelfde wijze als zij voorstelt om de verantwoordelijkheid van de ARP's te versterken, pleit de CREG daarom voor een versterking – daar waar nodig – van de regelgeving ter zake en voor de invoering van controles door de bevoegde overheden, om ervoor te zorgen dat de leveranciers daadwerkelijk en te allen tijde beschikken over de middelen die een betrouwbare levering aan hun klanten waarborgt.

### *III.1.6.3 Steun voor de verbetering van de beschikbaarheid, de flexibiliteit en het rendement van het huidige thermische productiepark*

Maatregelen zoals:

- het verlagen van de Pmin (minimale productie) of het verhogen van de Pmax (maximale productie);
- het verhogen van de reactiesnelheid (snellere *ramp up*) en de mogelijkheid tot frequentere stoppen en opstarten;
- het verminderen van de vaste kosten;
- het optimaliseren van de verbruikte brandstof,

[23] Koninklijk besluit van 2 april 2003 betreffende de vergunningen voor de levering van elektriciteit door tussenpersonen en betreffende de gedragsregels die op hen van toepassing zijn, art. 3, § 3.

Kunnen helpen bij het herstellen van de rentabiliteit van een aantal productie-eenheden, in het bijzonder de transformatie van semi-basis-eenheden naar piekeenheden.

*a) Steun voor de omzetting van STEG-eenheden naar OCGT-eenheden*

83. Om het gebrek aan rentabiliteit van STEG-eenheden te verhelpen, overwegen diverse producenten de transformatie van hun semi-basis-eenheid naar een piekeenheid. Op sommige installaties is de omzetting zeer eenvoudig. Op andere vereist de omzetting een beperkte investering (in de orde van enkele miljoenen euro) voor de installatie van een *by pass* en van een schoorsteen.

De werking in de modus open-cyclus (d.w.z. zonder het stoomgedeelte) verslechtert het rendement van de eenheid, maar vermindert aanzienlijk de werkingskosten. In operationeel opzicht stelt een verhoogde flexibiliteit (kortere *ramp up*) dergelijke eenheden beter in staat om een *back-up*-functie van de HEB te waarborgen en derhalve om te werken wanneer de prijzen op de kortetermijnmarkten hoog zijn. In financieel opzicht stijgen de variabele productiekosten, waarbij ze zich in de *merit order* pas nuttig rangschikken wanneer de prijzen hoog zijn, maar dalen de vaste werkingskosten, waardoor de inframarginale rente die nodig is om ze te dekken lager is. Deze rente zal echter alleen aanwezig zijn als dit type eenheid niet marginaal is of in geval van schaarsterente.

84. Op het vlak van de bevoorradingszekerheid, stemt de OCGT-werkingsmodus beter overeen met de back-up-functie van de HEB, maar gaat de omvorming gepaard met het verlies van een deel van het geïnstalleerde vermogen (in de orde van 36%).

85. Elke publieke steun voor een dergelijke omzetting, indien hiertoe wordt besloten, zou eerst moeten worden geëvalueerd om diens conformiteit met de Europese regelgeving inzake staatssteun te beoordelen, en onder meer met de Richtlijnen van de Europese Commissie inzake staatssteun voor milieubescherming en energie voor de periode 2014-2020. Dit punt wordt hieronder belicht.

#### *III.1.6.4 Steun voor de handhaving en ontwikkeling van de opslag*

Zie de conclusies van de studie van de CREG 1412

### III.1.7 Conclusie

86. De implementatie van het marktmodel is nog onvolledig (de koppelingen van de *intra day*- en *balancing*-markten moeten nog worden gerealiseerd).

87. Als het op politiek niveau besloten bevoorradingszekerheidsniveau het door de markt gewenste niveau overschrijdt, zal de EOM deze capaciteit niet vanzelf genereren en zullen aanvullende maatregelen genomen moeten worden.

88. De marktprijzen reageren weliswaar op aankondigingen die kunnen leiden tot een stroomtekort (zoals een onvoorziene onbeschikbaarheid van een kerncentrale), maar slechts tijdelijk en niet, zoals men zou kunnen verwachten, permanent. Volgens de CREG is het tijdelijke en niet-permanente karakter van de reactie van de prijzen niet zozeer te wijten aan marktfalen, maar waarschijnlijk aan het feit dat de zone overcapaciteit heeft en/of dat extra capaciteit op de markt komt als gevolg van de reactie van de marktprijzen.

89. De productie van Belgische gaseenheden is minder competeitief dan de ingevoerde producten uit de buurlanden.

90. De prijspieken tijdens momenten van schaarste of stroomtekort zijn inherent aan een gezonde marktwerking. Ze zijn noodzakelijk om de rentabiliteit van de productie-eenheden te waarborgen, vooral die van de steeds minder producerende gaseenheden. Aangezien prijspieken weinig invloed hebben op de meerderheid van de afnemers, waarvan de vraag niet flexibel is (hetzij omdat ze een contract met vaste prijs hebben of omdat hun contract met variabele prijs wordt geïndexeerd op een gemiddelde van de *forward*-prijs of de *day ahead*-prijs), kunnen toestanden van stroomtekort optreden tijdens extreme weersomstandigheden.

## III.2 EOM + strategische reserve

91. Gezien de onmogelijkheid van de markt – hierboven beschreven – om de laatste MW's te dekken, kan het wenselijk zijn om een capaciteitsreserve buiten de markt te installeren die specifiek bedoeld is om gebeurtenissen het hoofd te bieden die, gezien hun uitzonderlijke karakter, niet door de markt gedekt worden.

De Belgische wetgever heeft zich in 2014 deze weg ingeslagen, rekening houdend met de aangekondigde sluiting van productie-eenheden van het type STEG.

### III.2.1 Werkwijze van de strategische reserve

92. Om het risico van de bevoorradingszekerheid (en derhalve van afschakeling) op korte termijn te beperken, heeft België in 2014 een mechanisme van strategische reserve

ontwikkeld om enerzijds de bestaande capaciteit zo veel mogelijk te behouden en anderzijds de ontwikkeling van afschakelbaar vermogen te bevorderen.

93. De strategische reserve staat dus open voor de vraag (product "SDR") en voor de productie (product "SGR"). Voor wat de productie betreft, streeft zij naar het vermijden van de voorlopige of definitieve buitenwerkingstelling van eenheden aangesloten op het transmissienet die voornemens zijn de markt te verlaten. Daarom, met uitzondering van volumes verkregen via offertes inzake vraagbeheer, kunnen alleen exploitanten met een productie-installatie die tijdelijk is stilgelegd of waarvan de buitendienststelling voorzien is (zie artikel 7*quinquies*, § 2, 2° tot 4°, van de elektriciteitswet).

94. Na een aanbestedingsprocedure van het type *paid as bid*, ontvangen de gecontracteerde eenheden een vergoeding voor de reservering en een vergoeding voor de activering. In het kader van deze procedure wordt aan de CREG een bevoegdheid tot advies toegewezen over het al dan niet manifest onredelijke karakter van de door de netbeheerder ontvangen en geselecteerde offertes. De Koning kan in voorkomend geval in naam van de bevoorradingszekerheid een of meer kandidaten, waarvan de offerte als manifest onredelijk werd beschouwd door de CREG, prijzen en volumes opleggen waaraan zij in het kader van de strategische reserve zullen worden onderworpen.

95. Om de eenheden niet aan te zetten tot het verlaten van de markt (*slippery slope*), past de CREG tijdens haar analyse van de redelijkheid van de offertes de volgende principes toe:

- afwezigheid van vergoeding van de bestaande investering en niet-dekking van de financiële lasten en afschrijvingen die verband houden met deze investering;
- dekking van uitsluitend de vaste exploitatiekosten die strikt noodzakelijk zijn voor de deelname aan de strategische reserve;
- in voorkomend geval dekking van de investeringskosten (inclusief groot onderhoud) die noodzakelijk zijn om de betrouwbaarheid van de eenheid binnen de strategische reserve te waarborgen, evenals van de financiële lasten en de vergoeding van het kapitaal die ermee verband houden. De dekking van deze kosten gaat gepaard met een contractuele bepaling tot terugbetaling in geval van terugkeer op de markt.

96. De eenheden die in de strategische reserve worden gehouden, zijn uit de markt genomen en geactiveerd door de netbeheerder onder duidelijk gedefinieerde voorwaarden[24]:

- *Economic trigger*: wanneer er op de *day ahead*-markt niet bediende orders overblijven tegen 3.000 EUR/MWh, wordt na de sluiting van de markt de strategische reserve gebruikt om de restvraag te dekken. Een verkoopcontract tegen de prijs van EUR 3.000 met effectieve levering wordt afgesloten met Elia.
- *Technical trigger*: wanneer de transmissienetbeheerder na de sluiting van de markt een *adequacy* probleem verwacht die niet wordt opgemerkt door de marktspelers in *day ahead*, kan hij de strategische reserve activeren om het negatieve onevenwicht van de evenwichtsverantwoordelijken (ARP) te compenseren.

In het geval dat de strategische reserve wordt geactiveerd terwijl de *structural shortage indicator* positief is, wordt een onevenwichtstarief van EUR 4.500 per ontbrekende MWh toegepast op de ARP's.

Op deze wijze belemmert de activering van de strategische reserve niet het mechanisme van de prijsvorming op de markt.

In werkelijkheid is de strategische reserve enkel nuttig voor de eenheden die geen economische waarde meer hebben in de ogen van hun exploitanten, hetzij omdat zij in de *merit order* niet meer nuttig gerangschikt kunnen worden als gevolg van hun hoge variabele kosten, hetzij omdat zij investeringen (groot onderhoud,…) vereisen die in de huidige marktomstandigheden niet terugverdiend kunnen worden[25].

De strategische reserve biedt de exploitanten van deze installaties dus de mogelijkheid om de dekking van hun vaste en variabele werkingskosten te waarborgen.

97. Een tweede aantrekkelijkheid van de strategische reserve ten opzichte van een tijdelijke buitenwerkingstelling is het mogelijk maken van de handhaving van de eenheid in werkende staat en de voortzetting van de activiteiten van gekwalificeerd personeel dat essentieel is voor de werking ervan, om een mogelijke terugkeer op de markt te vergemakkelijken.

[24] Zie voor meer details de gepubliceerde werkingsregels op de site van Elia.
[25] Onder deze voorwaarden is de strategische reserve strikt genomen geen vergoedingsmechanisme voor de capaciteit, aangezien zij geen economische waarde toekent aan de capaciteit. Het biedt eerder een soort van bescherming die wordt aangeboden voor werkende eenheden die op korte termijn onrendabel worden geacht, maar waarvoor op middellange of lange termijn nog steeds een uitzicht op rentabiliteit bestaat.

### III.2.2 Kostenbeheersing

98. Het mechanisme van de strategische reserve is in principe ontworpen om de impact op de factuur van de eindafnemer tot op zekere hoogte te beperken.

De houder van een capaciteit gehouden in de strategische reserve ontvangt voor de reservering van de eenheid namelijk een vergoeding die gedurende de vijf wintermaanden in de vorm van een vast bedrag wordt uitgekeerd. Deze kosten worden door de afnemers naar rato van de verbruikte kWh gedragen door middel van een "tarifaire toeslag" die wordt toegevoegd aan de tarieven van Elia (art.7*octies* van de elektriciteitswet).

De exploitant ontvangt, voor capaciteit die buiten de markt wordt gehouden, de activering niet de marktprijs (van 3.000 EUR/MWh of van 4.500 EUR/MWh), maar een bedrag dat contractueel is vastgesteld en bedoeld is om de variabele kosten ervan te dekken. De eventuele winstmarge bij de netbeheerder wordt in mindering gebracht van de reserveringskosten (en derhalve terugbetaald aan de eindafnemers). De inkomsten uit penaliteiten komen eveneens toe aan de afnemers. Opgemerkt moet worden dat bij afwezigheid van activering geen marge gegenereerd wordt en de reserveringskosten volledig gedragen worden door de afnemer.

Door zijn eenheid uit de markt te halen, garandeert de exploitant de dekking van zijn werkingskosten, maar verzaakt hij aan de potentiële winsten die verband houden met het optreden van prijspieken.

### III.2.3 Bijdrage aan de bevoorradingszekerheid

99. De afwezigheid van activering van de strategische reserve in de loop van de winterperiode 2014-2015 heeft het evalueren van de doeltreffendheid van het mechanisme onmogelijk gemaakt; niettemin heeft de in 2014 georganiseerde offerteaanvraag in ieder geval 750 MW aan productie ter beschikking van het systeem weten te handhaven en de ontwikkeling van 96,5 MW aan afschakelbaar vermogen gegenereerd.

100. De implementatie van het mechanisme van de strategische reserve draagt op vier manieren bij aan de bevoorradingszekerheid:

- ten eerste door het ter beschikking stellen aan de netbeheerder van productiecapaciteit die anders buiten werking gesteld zou zijn (en derhalve helemaal niet meer zou bijdragen aan de bevoorradingszekerheid) en door de ontwikkeling van nieuw vermogen aan *demand response* toe te laten;

- vervolgens door het waarborgen van marktinformatie over de toestand van het systeem;
- door het versterken van het prijssignaal in een situatie van structureel onevenwicht (4.500 EUR/MWh) om evenwichtsverantwoordelijken aan te zetten tot het nemen van alle mogelijke maatregelen ter waarborging van het evenwicht van hun portefeuille;
- tot slot, door het veroorzaken van een prijsverhoging in periodes van schaarste in het systeem (congestie aan de grens), wat het aanbod op de markt aanzienlijk doet afnemen als gevolg van het uit de markt nemen van de in de reserve opgenomen capaciteit (exclusief ter beschikking gesteld aan de netbeheerder gedurende de hele contractperiode) en het exclusieve gebruik ervan als een laatste redmiddel; dit moet leiden tot een grotere rentabiliteit van de in de markt gebleven eenheden.

De strategische reserve heeft geen invloed op de marktprijs: het is de terugtrekking van capaciteit die een stijging van de prijs kan genereren. In theorie, op voorwaarde dat de impact op de elektriciteitsprijzen van een aantal in de reserve opgenomen eenheden voldoende is, is het mechanisme zelf in staat om de door de eenheden in de markt ondervonden *missing money* te corrigeren. In tegengesteld geval verlaten andere eenheden de markt om de strategische reserve te vervoegen. De aankondiging door GdF Suez van het handhaven in de markt van 340 MW aan productiecapaciteit, waarvan de buitenwerkingstelling was aangekondigd, is illustratief voor dit mechanisme.

### III.2.4 Evaluatie van het mechanisme

#### *III.2.4.1 Verduidelijking van de mededelingsprocedure*

101. In de huidige toestand van de wetgeving vormt de mededeling van buitenwerkingstelling een gratis optie van toegang tot de strategische reserve die tot de indiening van de offerte eenvoudig intrekbaar is als de marktvooruitzichten verbeteren. Dit vormt geen probleem op voorwaarde dat twee maatregelen worden genomen. Enerzijds is het belangrijk om de publicatie van deze aankondigingen te waarborgen om de andere marktspelers te informeren; anderzijds zou een aankondiging van een definitieve buitenwerkingstelling vergezeld moeten gaan van de intrekking van de productievergunning vanaf het moment dat de eenheid definitief buiten werking is gesteld.

Het is wenselijk dat de eenheden in de markt blijven en derhalve over deze mogelijkheid beschikken om tot op het laatste moment terug te keren. Het beletten van de terugkeer op de markt van in de strategische reserve geplaatste eenheden zou een vernietiging van waarde zijn.

Het artikel 4*bis*, § 2, van de elektriciteitswet machtigt de Koning om "*de mededelingsprocedure vast te stellen*" van de buitenwerkingstelling, met name wat betreft "*de vorm en de modaliteiten van de mededeling*". Bovendien – en in het bijzonder – zou de Koning moeten worden gemachtigd om de gevolgen van de mededeling van buitenwerkingstelling, evenals de modaliteiten waaronder de eenheid kan terugkeren naar de markt, vast te stellen. De CREG stelt in ieder geval vast dat de Koning de verleende machtiging nog niet heeft uitgevoerd.

#### *III.2.4.2 Vergemakkelijking van de terugkeer op de markt*

102. Alleen het vooruitzicht op het capteren van prijspieken en/of de noodzaak om aan de verplichtingen van de ARP's te voldoen, rechtvaardigen de handhaving van sommige eenheden van het type TGV in de markt. Echter:

- gezien het grote aantal STEG-eenheden van hetzelfde type en derhalve vrijwel identieke variabele kosten, is de concurrentie tussen deze eenheden zeer hevig wanneer ze zich door de gespannen marktomstandigheden nuttig in de *merit order* rangschikken;
- het verhogen van de interconnectiecapaciteit stelt hen verder bloot aan de buitenlandse concurrentie;
- de ARP's richten zich tot andere, flexibelere manieren om de belasting te dekken (noodgroepen, contracten voor onderbreekbare belastingen).

103. Het is derhalve mogelijk dat, bij het uitblijven van een voldoende prijsverhoging op de markt, andere eenheden van het type STEG nog naar de strategische reserve overschakelen vanwege hun gebrek aan rentabiliteit.

Als de wil er is om al deze eenheden te handhaven, zal een belangrijk deel van het gasproductiepark onder controle van de netbeheerder komen te staan, vandaar de noodzaak van enerzijds een correcte evaluatie van de behoeften en anderzijds een beraad over de rol van de strategische reserve.

Als de marktomstandigheden weer gunstig worden, zouden de eenheden die voor meerdere jaren gecontracteerd werden, moeten worden toegestaan om aan het einde van elke

jaarlijkse termijn terug te keren naar de markt, teneinde het volume van de reserve te reduceren.

Als het gaat om het in reserve houden van uitsluitend de noodzakelijke capaciteit om het hoofd te bieden aan uitzonderlijke omstandigheden die de markt niet kan dekken, zou een plafonnering van het volume van de strategische reserve overwogen kunnen worden.

#### *III.2.4.3 Uitbreiding naar andere soorten eenheden*

104. Sinds het ontwerp van het mechanisme van de strategische reserve, heeft de situatie op het gebied van bevoorradingszekerheid in België een aanzienlijke ontwikkeling doorgemaakt met het (tot nog toe tijdelijke) verlies van 2.000 MW aan nucleaire capaciteit. Naar aanleiding van deze omstandigheden en gezien de onzekerheid van een terugkeer van deze eenheden, zijn er geen specifieke maatregelen genomen om nieuwe capaciteit in te zetten, met uitzondering van het verhogen van het onevenwichtstarief tot 4.500 EUR/MWh in geval van activering van de strategische reserve wanneer de *structural shortage indicator* positief is.

Onder deze omstandigheden is gebleken dat het volume van 1.200 MW aan strategische reserve voor de winterperiode 2014-2015, vereist door de Staatssecretaris voor Energie, niet bereikt kon worden. Dit had tot gevolg dat elke vorm van concurrentie in de strategische reserve uitgeschakeld werd; elke aangeboden capaciteit heeft de garantie te worden gecontracteerd. En voor de winterperiode 2015-2016 is het zeer waarschijnlijk dat de netbeheerder nog minder in staat zal zijn een toereikend volume te contracteren om het vereiste niveau van de strategische reserve, vastgesteld op 3.500 MW, te behalen.

Bij afwezigheid van particulier initiatief en op voorwaarde dat de behoefte bestaat, zou overwogen kunnen worden om – onder bepaalde voorwaarden – de strategische reserve uit te breiden naar andere soorten eenheden (zie hieronder).

105. De analyse van de reacties op de openbare raadpleging maakt het mogelijk om nog enige kritiek van de marktspelers op het mechanisme van de strategische reserve op te sporen:

- vanuit het perspectief van de *traders*, belet het handhaven van capaciteit buiten de markt de exploitant ervan om aanbiedingen te formuleren wanneer deze hoog geplaatst zou kunnen worden in de *merit order*, hetgeen het creëren van kunstmatige schaarste tot gevolg heeft en bijdraagt aan het zich sneller en vaker voordoen van prijspieken.

De CREG deelt dit perspectief niet. De eenheden hebben er vrij voor gekozen om de markt te verlaten, en de enige reden waarom zij in de strategische reserve zijn opgenomen, is de bevoorradingszekerheid. De normale marktwerking wordt derhalve gehandhaafd;

- een respondent vreest dat het herhaaldelijk voordoen van een prijs van 3.000 EUR/MWh of van 4.500 EUR/MWh leidt tot het faillissement van sommige marktspelers.

  De CREG is van mening dat het in een geliberaliseerde markt aan de marktspelers is hun verplichtingen te dekken. Als een marktspeler failliet gaat, zal een andere zijn verplichtingen overnemen. Het dekken van dit risico is de taak van de ARP's;
- een producent meent dat de verhoging van het onevenwichtstarief tot 4.500 EUR/MWh een risico oplevert waaraan de buitenlandse producenten/ARP's niet zijn blootgesteld. Hij merkt onder andere op dat als de producent verkoopt tegen EUR 3.000 op de *day ahead*-markt, maar niet in staat is te injecteren vanwege een technisch probleem, hij in geval van storing in de eenheid een boete van 4.500 EUR/MWh opgelegd kan krijgen, en zou derhalve een harmonisering van de *day ahead*- en *intraday*-prijsplafonds wensen.

  De CREG merkt op dat de prijs van 4.500 EUR/MWh in de praktijk alleen zal worden toegepast in geval van schaarste en de mate van blootstelling aan dit risico zal afhangen van de betrouwbaarheid van de installatie. Bovendien, het kan hier gaan om een risico, maar ook om een kans.
- het ontbreekt aan duidelijkheid wat betreft de mogelijkheid en de voorwaarden tot terugkeer op de markt van eenheden die hun buitenwerkingstelling hebben aangekondigd en zodoende in de strategische reserve zijn geïntegreerd, hetgeen de investeringsbeslissingen kan verstoren. Sommigen vinden dat de terugkeer op de markt niet meer zou mogen worden toegestaan.

  De CREG gaat akkoord met deze mening voor wat betreft de mededelingen van definitieve buitenwerkingstellingen, maar niet indien het een tijdelijke stillegging betreft, om twee redenen: enerzijds omdat een bepaalde tijd nodig is om een grote investering te doen, anderzijds omdat het een vernietiging van waarde zou zijn. De CREG zal binnen afzienbare tijd op dit onderwerp terugkomen.

106. Daarnaast zien sommige deelnemers aan de raadpleging de strategische reserve niet als een duurzame oplossing voor een structureel *adequacy* probleem en beschouwen haar eerder als een overgangsmechanisme waarbij op langere termijn de voorkeur wordt gegeven aan een oplossing die de capaciteit in de markt handhaaft. Diverse deelnemers aan

de discussie zijn om die reden van mening dat het volume van de strategische reserve zou moeten worden beperkt.

- Eot slot stellen sommigen tevens vraagtekens bij de relevantie van de integratie van de *demand response* in de strategische reserve. Andere deelnemers aan de discussie erkennen weliswaar dat dit het ontwikkelen van de *demand response* mogelijk heeft gemaakt, maar vrezen dat een aantrekkelijke vergoeding binnen de strategische reserve een deel van de flexibiliteit, aangeboden door de *demand response*, aan de markt en de ondersteunende diensten onttrekt.

  De CREG zal een studie uitvoeren met betrekking tot de vraag.

### III.2.5 Mogelijkheden tot verbetering van de strategische reserve

107. Volgens de CREG zouden er verschillende verbeteringen kunnen worden aangebracht in het mechanisme van de strategische reserve en de wetgeving die haar organiseert:

- Een adviesbevoegdheid over de volumes toekennen aan de CREG

- Toestaan van de terugkeer op de markt van de capaciteit in strategische reserve aan het einde van elke jaarlijkse termijn

  Hoewel de afsluiting van contracten van volumes van strategische reserve over een langere periode dan een jaar (wat de elektriciteitswet toestaat) het mogelijk maakt de investeringskosten af te schrijven die zijn vereist om de betrouwbaarheid van de eenheden opgenomen in de strategische reserve te garanderen, en gerechtvaardigd is om de stabiliteit van het ODV-tarief "strategische reserve" te waarborgen, komt dit de marktwerking niet ten goede. Zolang de behoefte aan nieuwe capaciteit in de markt blijft bestaan, zouden de exploitanten van de eenheden in strategische reserve immers het recht moeten hebben om aan het einde van elke jaarlijkse termijn terug te keren op de markt als hun winstvooruitzichten hoger worden dan de ontvangen reserveringsinkomsten in strategische reserve. Indien de investeringen noodzakelijk waren voor de deelname aan de strategische reserve, moet er worden voorzien dat de exploitant die terugkeert naar de markt het niet afgeschreven deel van deze investering terugbetaalt.

- Artikel 4bis van de elektriciteitswet wijzigen en de Koning machtigen om niet alleen de mededelingsprocedure van de buitenwerkingstelling van de

productieinstallaties vast te stellen, maar ook de gevolgen van een dergelijke mededeling en de voorwaarden van een terugkeer op de markt.

Teneinde de evaluatie van de behoeften op transparantere wijze uit te werken, zou het aankondigen van een tijdelijke buitenwerkingstelling, om vervolgens over te gaan naar de aankondiging van een definitieve buitenwerkingstelling, en uiteindelijk te besluiten de activiteit voort te zetten, niet meer mogen worden toegestaan. De aankondiging van een definitieve buitenwerkingstelling zou bijvoorbeeld aanleiding kunnen geven tot de automatische intrekking van de individuele productievergunning wanneer de datum van buitenwerkingstelling wordt bereikt, teneinde de ontwikkeling van nieuwe investeringen te bevorderen.

- Nadenken over de deelname van de *demand response* aan de strategische reserve

  Het primaire doel van haar deelname is het beschikken over een extra hulpmiddel om de ontwikkeling ervan te bevorderen. Zodra de investeringen zijn afgeschreven, zou deze moeten worden aangeboden op de markt. Er dient te worden vermeden dat de vergoeding van de reservering te aantrekkelijk wordt en flexibiliteit aan de markt onttrekt, of dat een vergoeding wordt uitgekeerd voor een capaciteit die in piekperiodes nooit beschikbaar is, omdat ze reeds werd geactiveerd. Er moet tevens worden vermeden dat een dubbele vergoeding wordt ontvangen, enerzijds door de verkoop aan de reserve (zonder verplichting de dienst te verlenen) en anderzijds door de verkoop aan een ARP.

- Uitbreiden van de toegang tot de strategische reserve

  Op dit moment kunnen enkel de *demand response* en de centrales die hun buitenwerkingstelling hebben aangekondigd, deelnemen aan de strategische reserve. Een dergelijke beperking laat niet toe om het vereiste volume van de strategische reserve, gebaseerd op het rapport van de netbeheerder, te bereiken; zij laat evenmin toe dat er een ware concurrentie binnen de strategische reserve tot stand komt.

  Om deze situatie het hoofd te bieden, is het wenselijk om de strategische reserve open te stellen voor andere soorten eenheden, in het bijzonder voor noodgroepen of piekeenheden (stroomaggregaten, mobiele installaties, enz. op dit moment buiten de markt) die anders niet zouden kunnen bijdragen aan de bevoorradingszekerheid. Een dergelijke uitbreiding zou op twee verschillende manieren kunnen worden gedaan:

- hetzij door het toevoegen aan de lijst die wordt weergegeven in artikel 7*quinquies*, § 2 van nieuwe soorten eenheden die ook aan de strategische reserve kunnen deelnemen;
- hetzij door de toewijzing aan de minister van de machtiging om, in de in artikel 7*quater* bedoelde instructie, andere soorten productie-eenheden dan die bedoeld in artikel 7*quinquies* vast te stellen die aan de strategische reserve kunnen deelnemen.

- Verbeteren van de methode voor het bepalen van de capaciteitsbehoefte

  De CREG verwijst in dit verband naar het hoofdstuk II hierboven.

- Bestuderen van de mogelijkheid om het volume te moduleren

  Er zouden twee volumes kunnen worden geïdentificeerd, één voor de hele winterperiode en een ander voor de afzonderlijke maanden december, januari en februari.

- Vergroten van de transparantie, zo veel mogelijk informatie gemakkelijk toegankelijk maken voor de marktspelers zodat ze een geschikte strategie kunnen ontwikkelen

- Andere mogelijke wijzigingen van het mechanisme

  Het mogelijk maken om offertes meer dan een jaar van te voren te contractueren. Momenteel wordt de garantie over de deelname aan de strategische reserve slechts vier maanden vóór het begin van de winterperiode gegeven. De eenheden die een verlenging van vergunning, werkzaamheden, onderhoud, enz. nodig hebben, zijn echter niet bereid om dergelijke maatregelen te nemen of kosten te maken alvorens deze bevestiging te krijgen; de beschikbaarheid van deze eenheden op 1 november kan derhalve in het gedrang komen.

### III.2.6 Conclusie

108. De strategische reserve:

- verstoort de werking van de elektriciteitsmarkt niet – of op minimale wijze;
- waarborgt de bevoorradingszekerheid voldoende, door onrendabel geworden eenheden ter beschikking te houden van de netbeheerder om uitzonderlijke omstandigheden het hoofd te bieden, door bij te dragen aan de ontwikkeling van afschakelbaar vermogen, door de ARP's meer verantwoordelijkheid te geven;

- is in haar huidige vorm niet bedoeld voor het compenseren van het gebrek aan grote investeringen, in zoverre dat ze de nieuwe investeringen niet direct stimuleert, maar een indirecte impuls geeft tegen een relatief lage kost ten opzichte van andere vergoedingsmechanismen voor de capaciteit.

109. De CREG meent dat de strategische reserve moet worden beschouwd als een vangnet bedoeld om de aanwezigheid te garanderen van de laatste MW's die nodig zijn om het gewenste bevoorradingszekerheidsniveau te waarborgen. Het gaat om een goed hulpmiddel voor het oplossen van het *missing money*-probleem van de laatste MW's, waarvan het onregelmatige en onvoorspelbare gebruik de investeerders niet voldoende zekerheid geeft.

Dit mechanisme beschermt de marktwerking, maar houdt een hoeveelheid capaciteit ter beschikking van het systeem om de consument te beschermen tegen de fysische gevolgen van een stroomtekort op de markt. Het verzekert de aanwezigheid van de laatste MW's die uitsluitend onder extreme omstandigheden nodig zijn.

110. Normaliter wordt de aanwezigheid van de andere MW's gewaarborgd door de marktmechanismen die een verhoging van de frequentie van de prijspieken vereisen. Deze zijn op korte termijn nodig om de flexibiliteit te ontwikkelen en de marktspelers te laten kiezen om hun gedrag aan te passen aan de situaties van stroomtekort, en op langere termijn om, in voorkomend geval, investeringsbeslissingen te nemen.

Het systeem compenseert niet de afwezigheid van prijssignalen op lange termijn op de markt en kan alleen op lange termijn functioneren als de markt over voldoende capaciteit beschikt om de vraag onder normale omstandigheden te dekken. Het is derhalve gebaseerd op de overtuiging dat de markt het vereiste capaciteit levert.

Het is tot op heden onmogelijk om aan te tonen dat het systeem niet werkt.

111. De CREG is van oordeel dat de strategische reserve op dit moment een onmisbare aanvulling is op de EOM. Zij zou echter onvoldoende kunnen zijn indien de behoefte aan aanvullende productiecapaciteit aanzienlijk is.

## III.3 EOM + strategische reserve + aanbestedingsprocedure

112. De aankondiging van een definitieve terugtrekking van Doel 3 en Tihange 2 zou, bij gebrek aan marktinitiatieven, de toevlucht tot een eenmalige maatregel op korte of

middellange termijn kunnen rechtvaardigen om de ontwikkeling van flexibele piekeenheden te versnellen (omzetting van STEG-eenheden naar OCGT-eenheden, deelname van noodgroepen buiten de markt, nieuwe gaseenheden).

113. Middels artikel 5 van de elektriciteitswet kan de minister "een beroep doen op de procedure van offerteaanvraag voor de bouw van nieuwe productieinstallaties voor elektriciteit wanneer de bevoorradingszekerheid niet voldoende wordt gegarandeerd".

114. De aanbestedingsprocedure lijkt *a priori* een geschikt hulpmiddel te vormen om het hoofd te bieden aan een structureel productietekort, aangezien zij specifiek gericht is op de installatie van nieuwe productie-eenheden. De recente ervaring heeft echter aangetoond dat bij de uitschrijving van een dergelijke offerteaanvraag maatregelen genomen en specifieke bepalingen geïmplementeerd moeten worden, en bij gebreke hieraan haar rechtsgeldigheid in het gedrang zou kunnen komen.

### III.3.1 Voorafgaande voorwaarde: aangetoond risico voor de bevoorradingszekerheid

115. Het aanbestedingsmechanisme vindt zijn oorsprong in artikel 8 van de richtlijn 2009/72/EG betreffende de gemeenschappelijke regels voor de interne elektriciteitsmarkt. Deze bepaalt dat een dergelijke procedure alleen kan worden ingeleid "*indien de op basis van de vergunningsprocedure te bouwen productiecapaciteit of de te nemen maatregelen inzake energie-efficiëntie/beheer van de vraag niet volstaan om de bevoorradingszekerheid te garanderen*". Deze voorafgaande voorwaarde staat vermeld in artikel 5 van de elektriciteitswet.

Het beroep op de aanbestedingsprocedure kan derhalve alleen plaatsvinden als de betreffende Staat bewijsstukken aandraagt die niet alleen het risico in verband met de bevoorradingszekerheid aantonen, maar ook de onmogelijkheid om er iets aan te doen door middel van andere hulpmiddelen dan een dergelijk mechanisme (met name de oplossingen die verband houden met het beheer van de vraag). Daarnaast moet het beroep op de aanbestedingsprocedure de doeltreffendheid ervan bewijzen; m.a.w. de nieuwe, te bouwen centrales moeten in staat zijn om effectief te reageren op het risico van de bevoorradingszekerheid. Bij gebreke hieraan moet een dergelijke maatregel worden beschouwd als onevenredig[26].

[26] *Vgl.:* EHvJ, arrest C-242/10 van 21 december 2011, *Enel Produzione SpA*, § 55.

### III.3.2 Offerteaanvraag met financiële prikkels

116. Artikel 8 van de richtlijn 2009/72/EG sluit niet uit dat een stimuleringsmechanisme de offerteaanvraag begeleidt.

117. Artikel 5, § 4, van de elektriciteitswet stelt onder andere het volgende:

> *"Het bestek dat wordt opgesteld door de Algemene Directie Energie kan stimuli bevatten voor de bouw van installaties voor elektriciteitsproductie die het voorwerp uitmaken van de offerteaanvraag. Ingeval het bestek stimuli bevat, moet dit voorafgaandelijk zijn goedgekeurd door de Ministerraad. Overeenkomstig artikel 21 kan de Koning, bij besluit vastgelegd na overleg in de Ministerraad, de openbare dienstverplichtingen bepalen die de financiering mogelijk maken van de hierboven bedoelde stimuli.*
>
> *Bij gebreke aan toepassing van het financieringsmechanisme bepaald in het tweede lid, worden de stimuli gefinancierd door de Rijksmiddelenbegroting."*

118. Artikel 21 van de elektriciteitswet staat de Koning toe, bij besluit overlegd in Ministerraad, om openbare dienstverplichtingen op te leggen aan de spelers van de elektriciteitssector en, in voorkomend geval, om een fonds te organiseren, beheerd door de CREG en belast met het volledig of gedeeltelijk financieren van de reële nettokosten van deze verplichtingen, "*door toeslagen op de tarieven […] of door heffingen op alle of objectief bepaalde categorieën van energieverbruikers of marktoperatoren* […]".

Als in het hierboven bedoelde koninklijk besluit een dergelijk financieringsmechanisme is opgenomen, bepaalt artikel 21 van de wet dat hij binnen twaalf maanden van de inwerkingtreding ervan moet worden bekrachtigd door de wet.

119. Uit het voorgaande blijkt dat diverse soorten offerteaanvragen kunnen worden overwogen:

- Een offerteaanvraag zonder financiële prikkels;
- Een offerteaanvraag met financiële prikkels, ten laste van de staatsbegroting;
- Een offerteaanvraag met financiële prikkels ten laste van een fonds gefinancierd door de heffingen op alle of een deel van de spelers of de elektriciteitsverbruikers;
- Een offerteaanvraag met financiële prikkels ten laste van een fonds gefinancierd door toeslagen op de tarieven.

120. De kwestie van financiële prikkels is van bijzonder belang voor het beoordelen van de rechtsgeldigheid van de aanbestedingsprocedure ten aanzien van de Europese

regelgeving inzake staatssteun. Als de prikkels worden beschouwd als een staatssteun in de zin van het Europees recht, zullen zij moeten (i) worden medegedeeld aan de Europese Commissie en (ii) voldoen aan de toelaatbaarheidsvereisten van een dergelijke steun, zoals onder meer gedefinieerd in de Richtlijnen van de Europese Commissie inzake staatssteun voor milieubescherming en energie voor de periode 2014-2020.

Een meer diepgaande analyse van deze materie wordt uitgevoerd in hoofdstuk IV van deze studie.

121. Uit de rechtspraak van het Hof van Justitie van de Europese Unie blijkt dat er sprake is van staatssteun wanneer het mechanisme door de overheid wordt ingevoerd en dat dit door middel van financiële staatsmiddelen gebeurt.

Op basis van de lering van arrest *PreussenElektra*, uitgesproken door het Hof van Justitie op 13 maart 2011, heeft de afdeling wetgeving van de Raad van State er herhaalde malen op gewezen dat "*de maatregelen, die door middel van verschuldigde verwijlinteresten voor het gebruik van het net volledig ten laste komen van de netgebruikers ter vergoeding voor openbare dienstverplichtingen, zich aan de normale regelgeving inzake staatssteun kunnen onttrekken, omdat er geen overdracht van staatsmiddelen is*"[27].

Daarbij lijkt de Raad van State twee zaken met elkaar te verwarren: enerzijds de vraag of het financieringsmechanisme al dan niet staatsmiddelen beschikbaar stelt – zoals niet het geval zal zijn als een ondersteuningsmechanisme volledig ten laste komt van particulieren, zonder maatregel en zonder controle van de Staat[28]; anderzijds de vragen of het financieringsmechanisme, ook indien publiek, werkelijk de kosten die verband houden met een openbare dienstverplichting compenseert.

122. Aangezien het om een aanbestedingsmechanisme gaat, zullen de financiële prikkels die er in voorkomend geval aan verbonden zijn, ongetwijfeld gekwalificeerd worden als staatssteun indien deze prikkels ten laste komen van de Rijksmiddelenbegroting, zoals

[27] RvS, advies nr. 53818/3, van 30 september 2013 over het ontwerp dat geleid heeft tot het koninklijk besluit van 13 december 2013 "betreffende de modaliteiten van de procedure van offerteaanvragen aangenomen met toepassing van artikel 5 van de wet van 29 april 1999 betreffende de organisatie van de elektriciteitsmarkt", geciteerd door RvS, advies nr. 55.061/3 van 14 februari 2014, *Parl. St.*, Kamer, zitting 2013-2014, nr. 53-3457/1, p. 12.

[28] Uit een recente rechtspraak van het Hof van Justitie blijkt dat het concept staatssteun niet alleen de rechtstreeks door de Staat toegekende voordelen omvat, maar ook "die welke worden verleend door van overheidswege ingestelde of aangewezen, publiek- of privaatrechtelijke beheersorganen" HvJ, 22 december 2013, zaak C-262/12, *Association Vent de colère ! e.a.*, § 20. Het loutere feit dat de fondsen worden gebruikt om een openbare dienstverplichting te financieren via een openbare instelling die als tussenschakel belast is met het centraliseren van de aangetrokken bedragen, volstaat om het financieringsmechanisme als staatssteun te kwalificeren.

bepaald in artikel 5, § 4, lid 3. Hetzelfde lijkt te gelden als de stimulans wordt gefinancierd door middel van heffingen die, zoals bepaald door artikel 21, 3°, via een door de CREG beheerd fonds lopen.

123. Indien de financiële prikkels worden gekwalificeerd als staatssteun, zal de aanbestedingsprocedure, zoals eerder opgemerkt, de Richtlijnen inzake staatssteun voor milieubescherming en energie voor de periode 2014-2020 moeten naleven.

Paragraaf 226 van deze Richtlijnen voorziet dat "*de maatregel [ten behoeve van de toereikendheid van de productiecapaciteit] dient open te zijn en passende prikkels te geven voor zowel bestaande als nieuwe producenten en voor bedrijven die gebruikmaken van substitueerbare technologieën, zoals vraagrespons of oplossingen voor opslag*". Het aanbestedingsmechanisme, zoals ingevoerd door artikel 5 van de elektriciteitswet, is echter alleen bedoeld voor de bouw van nieuwe productieinstallaties. Elke in dit kader toegekende stimulans mag derhalve niet noodzakelijk gericht zijn op de huidige producenten, noch op de *demand response*.

Dankzij de ontvangen prikkels zullen nieuwe installaties zich in de *merit* order beter rangschikken dan een aantal bestaande installaties, met het risico dat deze laatste bijgevolg uit de markt worden gedrukt[29]. Een dergelijk gevolg zou de steun in dit opzicht inefficiënt maken.

124. Het blijkt derhalve dat het aanbestedingsmechanisme, zoals bepaald door artikel 8 van de elektriciteitswet, d.w.z. een procedure die enkel gericht is op de bouw van nieuwe capaciteit, moeilijk te verenigen is met de Richtlijnen van de Europese Commissie, en het daarom stimuleringsmaatregelen bevat die worden beschouwd als staatssteun.

125. Bovendien zij erop gewezen dat de richtsnoeren vereisen (§ 232) dat het steunmechanisme openstaat voor alle types technologie, tenzij zij aantonen dat de technische kwaliteiten van sommige types onvoldoende zijn om het *adequacy* probleem van de productiecapaciteit te verhelpen.

[29] Zie dienaangaande de motivering van het ministerieel besluit van 27 maart 2015 tot stopzetting van de aanbestedingsprocedure betreffende de bouw van nieuwe installaties voor de productie van elektriciteit van het type open-cyclus of het type stoom- en gascyclus in België, B. Stsbl., 31 maart 2015.

### III.3.3 Offerteaanvraag zonder financiële prikkels

126. Niets verbiedt echter het overwegen van een offerteaanvraag zonder financiële prikkels, of waarin de prikkels een andere vorm aannemen (zoals bijvoorbeeld de terbeschikkingstelling van een terrein geschikt voor de installatie van een eenheid voor de productie van elektriciteit), op voorwaarde dat een financiële tegenprestatie voor deze prikkels is voorzien.

127. Zonder financiële prikkels vergt het gekozen type project een gunstig *businessplan*. De behoefte moet dan worden gedeeld door de markt. Het proces zou enkel het vergemakkelijken en versnellen van de installatie van capaciteit tot doel hebben.

De vraag is derhalve of de rentabiliteit kan worden gewaarborgd.

128. De vraag is verder of een aanbestedingsprocedure, zoals bepaald door artikel 5 van de elektriciteitswet, in dat geval betrekking kan hebben op kleine productieinstallaties die zijn aangesloten op de distributienetten.

129. Overeenkomstig artikel 6, § 1, VII, van de bijzondere wet van 8 augustus 1980 tot hervorming der instellingen, heeft de bevoegdheid van de federale staat op het gebied van energie met name betrekking op "*de grote infrastructuren voor opslag; het vervoer en de productie van energie*". De federale staat is derhalve bevoegd op het gebied van productie van energie, behalve met betrekking tot "*de nieuwe energiebronnen, met uitzondering van deze die verband houden met kernenergie*". Met "*nieuwe energiebronnen*" bedoelt men meestal de hernieuwbare energiebronnen[30].

In principe kan eruit worden afgeleid dat, zolang de offerteaanvraag niet bedoeld is om nieuwe eenheden te bouwen die gebruikmaken van hernieuwbare energiebronnen[31], het de federale staat is, en niet de gewesten, die bevoegd is om deze op te starten.

130. Uit artikel 5 van de elektriciteitswet, evenals uit het koninklijk besluit van 8 december 2013 "betreffende de modaliteiten van de procedure van offerteaanvragen aangenomen met toepassing van artikel 5 van de wet van 29 april 1999 betreffende de organisatie van de elektriciteitsmarkt", blijkt echter dat de aanbestedingsprocedure niet voor kleine productieinstallaties bedacht is. Een wijziging van de regelgeving zou dan ook moeten worden overwogen.

[30] Zie *R.P.D.B.*, Compl. T. X, vol. "Elektriciteit en gas", nr. 21.
[31] En met uitzondering van de productieinstallaties die zich in zeegebieden onder rechtsbevoegdheid van België bevinden, waarvoor de federale overheid ook bevoegd is, omdat deze gebieden niet zijn opgenomen in de opdeling van België in gewesten.

### III.3.4 Conclusie

131. Aangezien het gekwalificeerd wordt als staatssteun, zorgt de offerteaanvraag met financiële prikkels, die alleen gericht is op de bouw van nieuwe capaciteit, voor een concurrentieverstoring die niet verenigbaar is met de richtlijnen van de Europese Commissie inzake staatssteun.

Een offerteaanvraag zonder financiële prikkels kan worden overwogen met als enig doel het bevorderen van de installatie van capaciteit, maar hiervoor is een gunstige *businesscase* nodig. Het zou in het bijzonder bevorderlijk zijn voor kleine eenheden. Deze zijn echter niet bedoeld in de wetgeving.

De offerteaanvraag is derhalve op dit moment niet de aangewezen oplossing om op korte termijn een oplossing aan te dragen voor een probleem van de bevoorradingszekerheid.

## III.4 Specifieke maatregelen op korte termijn

132. Om de definitieve terugtrekking uit de Belgische markt, om economische redenen, van eenheden die nodig zijn voor de bevoorradingszekerheid te vermijden, heeft de CREG de volgende mogelijkheden geanalyseerd:

- Het corrigeren van het concurrentienadeel van *stand alone*-eenheden;
- Het verbeteren van de liquiditeit op de markt;
- Bilaterale contracten voor het afvlakken van de inkomsten.

### III.4.1 Het corrigeren van het concurrentienadeel van *stand alone*-eenheden

133. De nieuwkomers op de markt, die alleen beschikken over één enkele, grote productie-eenheid in België, en de historische producenten, die een gediversifieerd park exploiteren waarvan een deel vóór de liberalisering werd ontwikkeld in een gereguleerde context, strijden niet met gelijke wapens. Zij zijn immers met name blootgesteld aan het risico op onevenwicht dat verband houdt met een uitval van deze eenheid. Dit risico wordt verder verhoogd met de verhoging van het onevenwichtstarief tot 4.500 EUR/MWh.

Een specifieke maatregel bedoeld om het competitieve evenwicht tussen marktspelers te herstellen, zou kunnen worden gerechtvaardigd. Zij zou een aanpassing van artikel 4, §4 van de elektriciteitswet vereisen.

Art., § 4.: *"Na advies van de commissie legt de Koning, bij besluit, vastgesteld na overleg in de Ministerraad, de bijzondere voorwaarden met betrekking tot de productieafwijking vast, van toepassing op de nieuwe productieinstallaties, ongeacht de aard van de gebruikte primaire energie, wanneer de houder van de vergunning van de nieuwe installatie, alleen of met de installaties van de bedrijven waarmee hij verbonden is, voor niet meer dan 10 procent van de in België tijdens het voorbije jaar verbruikte energie bevoorraad heeft. Voor de productieinstallaties hierboven vermeld, werkend op basis van hernieuwbare energie of warmtekrachtkoppeling, worden deze bijzondere voorwaarden vastgelegd na overleg met de Gewesten."*

De interpretatie van het begrip "nieuwe installatie" zou kunnen worden herzien om de installaties die de afgelopen 5 jaar zijn gebouwd door nieuwe producenten te omvatten. Het artikel zou kunnen worden aangevuld door aan te geven dat, na advies van de CREG, bijzondere voorwaarden zouden kunnen worden bepaald.

Deze bijzondere voorwaarden zouden betrekking kunnen hebben op de toepassing van het onevenwichtstarief buiten de periodes van stroomtekort.

a) In een situatie van stroomtekort moet alle productiecapaciteit maximaal worden gebruikt. De blootstelling aan risico's is voor elke eenheid hetzelfde. Een uitzondering wordt niet gerechtvaardigd;

b) Buiten deze periodes zouden op de eenheden die voldoen aan de voorwaarden van 10%, in geval van opstartproblemen, tijdens het eerste uur van onbeschikbaarheid, een tarief van toepassing kunnen zijn die overeenkomt met de *day ahead*-prijs op Belpex vermeerderd met een boete van 5 tot 10% in plaats van het onevenwichtstarief.

### III.4.2 Het verbeteren van de liquiditeit op de forward-markt

134. Dit punt werd hiervoor behandeld. Het invoeren van een *forward*-piekproduct zou grote productie-eenheden de mogelijkheid bieden om hun risico beter te dekken. De termijnverkoop van productie door middel van een *baseload*-product komt immers niet overeen met de reële werkwijze van deze eenheden die in het weekend meestal buiten werking zijn, hetgeen ze aan een risico van onevenwicht blootstelt. Een *peak load*-product zou deze blootstelling aan risico's verminderen.

De CREG zal een studie uitvoeren over dit onderwerp.

### III.4.3 Bilaterale contracten

135. Een van de deelnemers aan de raadpleging (ENEL) stelt een overgangsmaatregel voor, in afwachting van de invoering van een echte CRM, namelijk de invoering van een "actieve strategische reserve" die zich zou richten op "de centrales (i) waarvan de prestaties hun opname in de klassieke [strategische] reserve verlies zouden maken of waarvan de juridische situatie de opname in de reserve bemoeilijkt en (ii) waarvan de verslechterde economische prestaties derhalve, van de kant van de operator, een sluiting rechtvaardigen".

136. Het voorgestelde mechanisme lijkt op de financiële optie. Aan de eenheden die bijdragen aan deze actieve strategische reserve zouden volumes worden toegewezen door Elia, maar zouden voor de rest op de markt blijven. Zij zouden een stabiele vergoeding ontvangen voor deze financiële optie, maar zij zouden tijdens de activering van deze eenheden uit hoofde van de strategische reserve worden verplicht om het verschil tussen de marktprijs (€ 3.000) en een vooraf bepaalde *strike price* terug te betalen.

Het mechanisme werd niet nader gedocumenteerd.

137. De vraag is of een dergelijk overgangsmechanisme het daglicht zou kunnen zien zonder in strijd te zijn met bepalingen van Europees recht. Volgens de analysemethode bedoeld in punt IV.5.5. hierna, zou de redenering de volgende fases moeten volgen:

- Doet het mechanisme beroeop op staatsmiddelen?
- Verleent het mechanisme een voordeel voor de bedoelde bedrijven?
- Indien het een staatssteun betreft, is deze steun conform de Richtlijnen?

Daarnaast zal, voor zover Elia wordt veronderstelt de contracten van actieve strategische reserve met de gekozen operatoren te sluiten, de regelgeving inzake overheidsopdrachten moeten worden gerespecteerd.

#### *III.4.3.1 De staatsmiddelen*

138. Op dit moment zijn de producenten die deelnemen aan de strategische reserve verplicht om een offerte in te dienen. Of ze nu worden gekozen aan het einde van de procedure, of prijzen en volumes krijgen opgelegd door koninklijk besluit, hun vergoeding wordt hen toegekend door de netbeheerder, en dat wat deze kostenvergoeding vertegenwoordigt, wordt gecompenseerd door een tarief voor openbare dienstverplichting, overeenkomstig artikel 7*octies* van de elektriciteitswet.

In haar advies over het voorontwerp dat geleid heeft tot de wet van 26 maart 2014, waarin met name het mechanisme van de strategische reserve wordt opgenomen in de elektriciteitswet, heeft de afdeling wetgeving van de Raad van State het volgende overwogen:

> *"Artikel 7octies in ontwerp kiest voor afwikkeling van de vergoeding door middel van een tarief voor openbare dienstverplichting met betrekking tot de kostprijs van de strategische reserve […]. Hieruit volgt dat de vergoeding rechtstreeks ten laste komt van elektriciteitsgebruikers en dus niet afkomstig is van overheidsgelden, zodat met toepassing van de doctrine van het arrest PreussenElektra de kwalificatie van staatssteun niet toegepast zou kunnen worden."*

139. Volgens de CREG moet deze analyse worden genuanceerd. Het is immers niet omdat de vergoeding die verband houdt met een openbare dienstverplichting rechtstreeks ten laste komt van elektriciteitsgebruikers, en niet van overheidsgelden afkomstig is, dat het financieringsmechanisme noodzakelijkerwijs automatisch ontsnapt aan de kwalificatie van staatssteun. De rechtspraak van het Hof van Justitie leert ons in dit opzicht dat een ondersteuning overheidsgelden gebruikt vanaf het moment dat de Staat op een gegeven moment van het proces controle uitoefent op de bedragen die relevant zijn voor het mechanisme.

Wat dus van belang is, is de aard van de instantie – of de instanties – die de bedragen, die dienen om het mechanisme te financieren, int en controleert.

In dit geval wordt de strategische reserve gefinancierd door een tarief voor openbare dienstverplichting dat wordt geïnd door Elia.

140. In de beslissing die zij in augustus 2002 heeft genomen met betrekking tot de Belgische federale steunregeling voor hernieuwbare energiebronnen – d.w.z. het mechanisme voor de verplichte aankoop van groenestroomcertificaten ten laste van Elia, achtte de Europese Commissie dat de ontvangen toeslagen als zodanig niet konden worden aangemerkt als staatssteun op grond van het feit dat (i), gelet op haar aandeelhouders en de samenstelling van haar organen, Elia geen publieke onderneming is en (ii) de toeslag via geen enkel door de staat beheerd of aangewezen fonds verloopt.

Er dient echter opgemerkt te worden dat het aandeelhoudersschap van Elia na deze beslissing sterk geëvolueerd is en voortaan grotendeels publiek is. Bovendien heeft de wet van 8 januari 2012 twee vertegenwoordigers van de federale regering in de raad van bestuur van Elia aangewezen; zij nemen er met raadgevende stem deel aan, maar hebben de mogelijkheid om beslissingen voor te leggen aan de overheid als zij menen dat deze

tegenstrijdig zijn met de richtlijnen van het algemene beleid inzake bevoorradingszekerheid van het land (art. 9, § 10*bis*, van de elektriciteitswet).

Er dient bovendien te worden opgemerkt dat het Hof van Justitie, in zijn arrest *Association Vent de Colère !*, onder andere heeft gewezen op het feit dat het orgaan dat is belast met het innen van de bedragen – te weten de Franse Deposito- en Consignatiekas – "*geen enkele winst maakt met deze activiteiten, en haar beheerskosten worden betaald met de door de eindverbruikers van elektriciteit verschuldigde bijdragen*", zoals het geval is voor de strategische reserve.

Het is daarom niet zeker dat, als zij zich opnieuw moet buigen over het mechanisme voor toeslagen opgelegd via de tarieven van Elia aan de elektriciteitsverbruikers, de Europese Commissie een beslissing zou nemen die identiek is aan die zij in 2002 heeft genomen[32]. Met andere woorden, zij zou van mening kunnen zijn dat de toeslagen opgelegd via de tarieven van Elia staatsmiddelen vormen, rekening houdend met de publieke samenstelling van haar aandeelhoudersschap en de aanwezigheid van commissarissen van de overheid in haar Raad van bestuur.

#### *III.4.3.2 <u>Toekenning van een voordeel</u>*

141. Het begrip voordeel moet vanuit twee verschillende invalshoeken worden beoordeeld: enerzijds de mogelijke kwalificatie van het voordeel als compensatie van een openbare dienstverplichting en anderzijds het feitelijke voordeel ten opzichte van de situatie van andere operatoren.

##### *a) De kwalificatie van ODV*

142. Er zou van kunnen worden afgezien om de betrokken financiering als staatssteun aan te merken als het de financiële tegenprestatie uitmaakt van een openbare dienstverplichting die is opgelegd door de Staat.

143. De invoering van een openbare dienstverplichting is erop gericht om de uitvoering van een activiteit van algemeen belang mogelijk te maken die onder normale marktomstandigheden anders niet zou worden opgenomen door de markt. Overeenkomstig

[32] Zie in dezelfde zin I.-S. BROUHNS, D. HAVERBEKE en F. CAILLOL, "Les certificats verts comme mécanisme de promotion des sources d'énergie renouvelables en Belgique : évolutions et perspectives", *TRNI*, 2015/1, p. 7 e.v.

artikel 3.2 van de richtlijn 2009/72/EG, vormt de bevoorradingszekerheid een doelstelling van algemeen belang waarvoor openbare dienstverplichtingen kunnen worden ingevoerd.

In dit geval lijkt het echter moeilijk om te beschouwen dat de invoering van een "actieve strategische reserve", die openstaat voor eenheden die verondersteld worden op de markt te blijven, kan worden opgevat als onmisbaar voor de bevoorradingszekerheid. Aangezien de strategische reserve als zodanig aanwezig is, is de handhaving van weinig rendabele eenheden in de markt niet nodig voor de bevoorradingszekerheid, omdat – in geval van mededeling van buitenwerkingstelling van deze eenheden – deze automatisch zullen terecht komen in de strategische reserve en derhalve blijven bijdragen tot de bevoorradingszekerheid.

Voor het overige zou de invoering van deze actieve strategische reserve in ieder geval aan de door het Hof van Justitie gestelde vereisten in haar arrest *Altmark Trans* moeten voldoen.

*b) Het feitelijk voordeel*

144. We kunnen uiteraard alleen spreken van staatssteun wanneer het ingevoerde mechanisme direct of indirect leidt tot de toekenning van een voordeel voor een of meerdere specifieke categorieën ondernemingen.

Als het mechanisme uitsluitend bedoeld is om ontvangen inkomsten tijdens het optreden van prijspieken bij tijd en wijle om te zetten in een continue stroom van inkomsten, is de CREG van mening dat het geen enkel voordeel oplevert. Daarentegen, als het mechanisme de eenheid in staat stelt om een interessantere vergoeding te verkrijgen – bijvoorbeeld omdat er geen controle *a posteriori* is op het zich werkelijk voordoen van prijspieken tijdens de vastgestelde periode – dan die zij op de markt zou hebben kunnen verkregen, is de toekenning van een voordeel onmiskenbaar en zal het mechanisme moeten worden beschouwd als steun in de zin van het Europees recht.

Alles hangt in dit opzicht af van de wijze waarop de *strike price* wordt vastgesteld.

### *III.4.3.3 De conformiteit met de richtlijnen*

145. Indien het mechanisme wordt aangemerkt als staatssteun, moet het worden meegedeeld aan de Europese Commissie en voldoen aan de Richtlijnen inzake staatssteun voor milieubescherming en energie.

146. Om hieraan te voldoen, moet het financieringsmechanisme eerst noodzakelijk geacht worden; met andere woorden, er moet worden aangetoond dat de maatregel van de Staat noodzakelijk is ter garantie van de *adequacy* en met name "*de redenen waarom de markt, bij uitblijven van de maatregel, naar verwachting niet in staat is de toereikende capaciteit te leveren*".

Gezien het bestaan van een strategische reserve "buiten de markt", lijkt het echter redelijk om aan te nemen dat de wetgever de keuze heeft gemaakt om de toereikendheid van de capaciteit te garanderen, hetzij door de markt vrij – dus zonder tussenkomst – te laten werken, hetzij door de onrendabele eenheden in een strategische reserve te handhaven die de markt niet verstoort. De handhaving van de *adequacy* lijkt derhalve de tussenkomst van de Staat *in de markt* niet nodig te hebben, omdat in geval van besluit tot het sluiten van een eenheid als gevolg van gebrek aan rentabiliteit ervan, zal kunnen deelnemen aan de strategische reserve en bijgevolg bijdragen aan de toereikendheid van de capaciteit.

147. De richtlijnen voorzien bovendien dat een steunmechanisme met het oog op het waarborgen van de toereikendheid van de capaciteit zowel voor bestaande producenten als voor toekomstige producenten zou moeten openstaan. Zoals door ENEL is gepresenteerd, is het mechanisme echter alleen gericht op eenheden van een bepaald soort en is niet bedoeld om voor alle soorten bestaande eenheden, noch voor toekomstige eenheden open te staan.

#### *III.4.3.4 Conclusie*

148. De CREG komt derhalve met een snelle analyse tot de conclusie dat het mechanisme zoals gepresenteerd door ENEL zeer moeilijk te implementeren lijkt.

# IV. AANVULLEND VERGOEDINGSMECHANISME VOOR DE CAPACITEIT (CRM)

## IV.1 Inleiding

### IV.1.1 Beperkingen van de EOM

149. Zoals de CREG hierboven heeft aangetoond, kan de *energy only market* haar beperkingen hebben, met name wanneer men kijkt naar:

- de verstoorde marktevenwichten (*price cap* die prijspieken beperkt tot onder de *value of lost load* (VoLL)[33] en problemen van *missing money*, subsidies, invoerbeperkingen, … genereert);
- een zwakke elasticiteit op korte termijn van de vraag op de prijs (die bijvoorbeeld het gevolg is van het feit dat de afnemers niet voldoende blootgesteld zijn aan het prijssignaal op korte termijn).

De EOM heeft bovendien te kampen gehad met de massale aanvoer van gesubsidieerde hernieuwbare productie tegen lage marginale kosten, die enerzijds het economisch evenwicht tussen de basis-, gemiddelde en piekproductie verstoort en anderzijds de spotprijzen volatieler en extremer maakt (zowel naar boven als naar onder toe).

150. Onder deze omstandigheden lijken de investeringen in traditionele technologieën tegenwoordig riskanter en minder rendabel.

Aanvullende maatregelen en aanvullende inkomsten in de vorm van een capaciteitsvergoeding (MW) (CRM – *Capacity Remuneration Mechanism*) kunnen derhalve noodzakelijk blijken om het investeringsklimaat niet te verslechteren en de toereikendheid van de productiemiddelen en bijgevolg de bevoorradingszekerheid op termijn niet in gevaar te brengen.

[33] Maximumprijs die de afnemers bereid zijn te betalen voor elektriciteit om een verstoring van de bevoorrading te vermijden. Deze prijs geeft een signaal over het gepaste niveau van de bevoorradingszekerheid. In de praktijk kan deze prijs van de ene op de andere afnemer variëren en het zou voor elke afnemer mogelijk moeten zijn om het prijssignaal te ontvangen en zich te ontkoppelen wanneer de prijs de waarde overschrijdt die hij bij een verstoring van de bevoorrading toekent. Deze onmogelijkheid maakt van elektriciteit een publiek goed.

### IV.1.2 Doelstellingen van een vergoedingsmechanisme voor de capaciteit

151. Er kunnen diverse redenen zijn om te opteren voor het invoeren van een CRM:

- de toereikendheid van de capaciteit verzekeren in een markt waarin meerdere spelers actief zijn wiens missie niet meer bestaat in het verzekeren van het algemene evenwicht van het systeem (zie VS vanaf 1970);
- het *missing money*-probleem oplossen (onvermogen om de vaste kosten te dekken) dat het gevolg is van het bestaan van plafonds op de *spot*-markt[34];
- de investeringscycli geleidelijker doen verlopen door het geven van geschikte investeringssignalen (rekening houdend met de uitvoeringstermijn van een investering);
- get beheer van de tijdelijke onderbreking van de productie van RES (*renewable energy sources*) die genieten van een steunbeleid (subsidiëring van bepaalde productiemiddelen die de behoefte aan subsidiëring van andere productiemiddelen genereert);
- een specifieke verbruiksstructuur beheren (bijv.: de consumptiepieken in Frankrijk die verband houden met het ontbreken van de flexibiliteit van de vraag in periodes van spanning op het systeem).

Het nagestreefde doel en de specifieke context van het land (energiemix, mate van interconnectie, over- of ondercapaciteit,…) verklaren de diversiteit van de geïmplementeerde oplossingen.

De volgende hoofdstukken belichten de verschillende soorten mechanismen, de redenen van de door verschillende landen gemaakte keuzes en de ontwerpdetails van een aantal mechanismen.

## IV.2 Soorten vergoedingsmechanismen voor de capaciteit

152. Dit hoofdstuk belicht een beknopte beschrijving van de verschillende soorten CRM's. Een meer gedetailleerde beschrijving, geïllustreerd met concrete voorbeelden, wordt uiteengezet in bijlage 2. De voor- en nadelen van elk vergoedingsmechanisme voor de capaciteit worden ook belicht.

[34] Op de Belgische markt bedragen deze plafonds 3.000 EUR/MWh op de *day ahead*-markt en 9.000 EUR/MWh op de *intraday*-markt.

### IV.2.1 Presentatie van de verschillende soorten CRM's

153. De vergoedingsmechanismen voor de capaciteit worden op schematische wijze onderverdeeld in vijf categorieën:

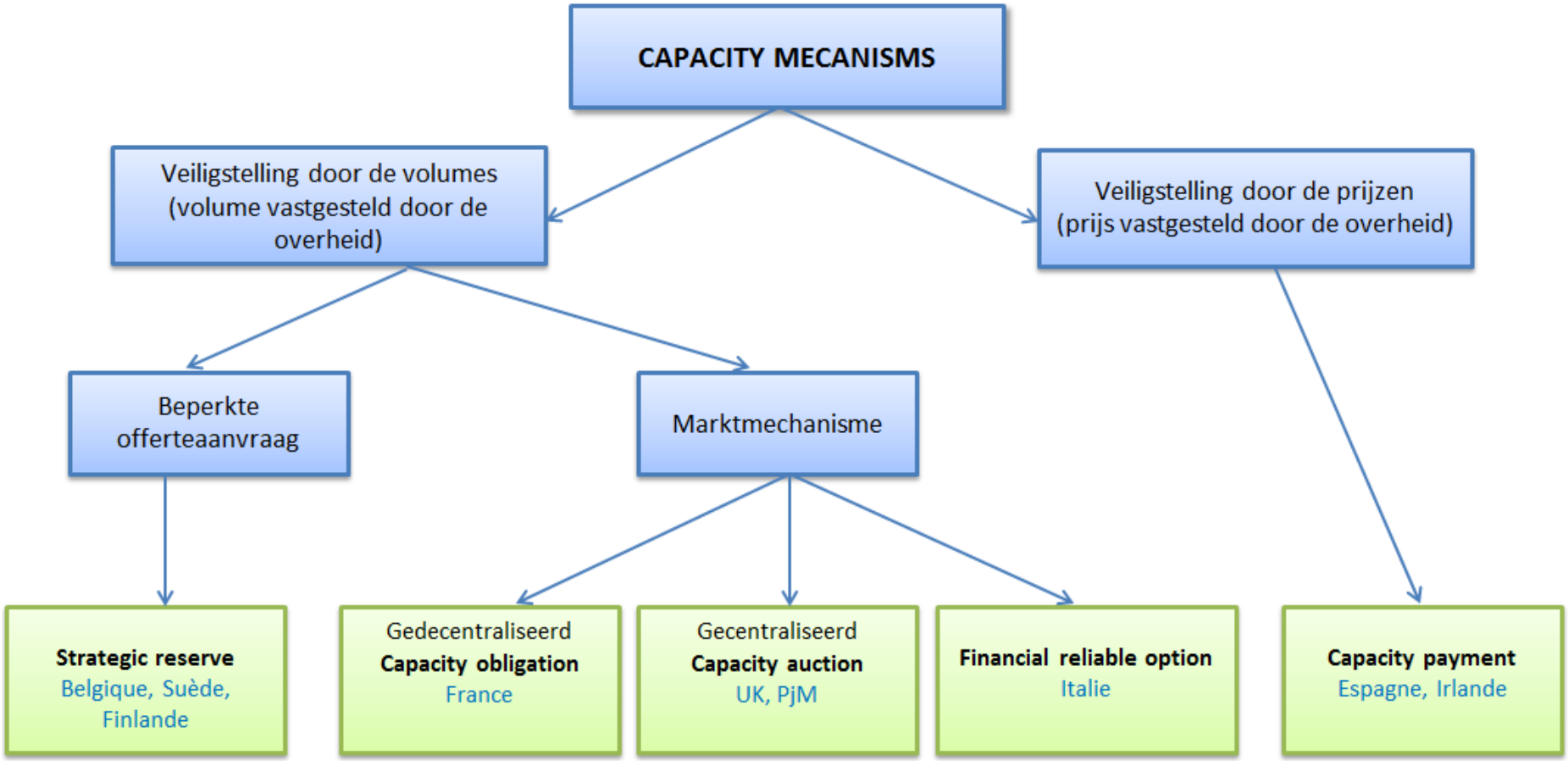
- *capacity payment;*
- *strategic reserve (tender for targeted resources);*
- *capacity obligation;*
- *capacity auction;*
- *financial reliable option.*

Zij voldoen aan volgende algemene opties:

- Mechanisme dat is gebaseerd op prijzen of op volume;
- Mechanisme dat specifiek voor bepaalde capaciteiten is of veralgemeend tot de totale capaciteit;
- Mechanisme dat is gecentraliseerd of gedecentraliseerd.

154. Het onderstaande schema illustreert de typologie van de vijf mechanismen.

Schema 2: Typologie van de vergoedingsmechanismen voor de capaciteit




Bron: CREG

155. De verschillende soorten CRM's kunnen als volgt kort worden beschreven.

156. Veiligstelling door de prijzen: de vergoeding ligt vast, de productiehoeveelheden variëren.

Het is de hypothese van de ***capacity payment***: een overheid bepaalt een vast bedrag (met als doel de *missing money* te dekken) dat aan de producenten wordt uitbetaald als vergoeding voor de beschikbare capaciteit en om hen aan te moedigen om te investeren (bijv: Spanje, Portugal, Ierland).

157. Veiligstelling door de volumes: het bedrag van de capaciteit ligt vast, de vergoedingswijze varieert. Dit soort veiligstellingen worden ten uitvoer gelegd hetzij door middel van een strategische reserve, hetzij door middel van een capaciteitsmarkt.

In de **strategische reserve (*tender for targeted resources*)** worden er capaciteiten in reserve gehouden (d.w.z. buiten de markt) die bedoeld zijn om de bevoorradingszekerheid in uitzonderlijke omstandigheden te waarborgen. Het niveau van de betaling wordt bepaald door middel van een offerteaanvraag (bijv.: Zweden, Finland, België).

De **capaciteitsmarkten** (die bestaan naast de *commodity*-markt) zijn van uiteenlopende aard:

- ***Capacity obligation***: de behoefte wordt verdeeld tussen de leveranciers afhankelijk van hun aandeel in de piekperiode. De leveranciers (gedecentraliseerd mechanisme) zijn verplicht om een bepaald capaciteitsniveau af te nemen bij de producenten tegen een prijs overeengekomen tussen de partijen en zij betalen een boete indien deze capaciteit niet volstaat. Deze verplichting is een aantal jaren van tevoren bekend (bijv.: Frankrijk).
- ***Capacity auction***: de totale vereiste capaciteit wordt een aantal jaar op voorhand bepaald. Een enkele koper (de transmissienetbeheerder (TNB)) koopt haar aan. De prijs wordt bepaald door middel van een voorafgaande veiling (*forward*) en wordt betaald aan alle gekozen deelnemers. De leverancier rekent de kosten door aan de eindafnemer afhankelijk van zijn afname of zijn afnameprofiel (bijv.: Groot-Brittannië, PjM- en ISO-NE-markten in de VS);
- ***Reliability option***: Het gaat hier ook om een voorafgaande veiling, maar voor een financieel instrument (*call option*) en niet meer voor een materieel instrument dat de bezitter toelaat om zijn aankoopprijs te plafonneren. Indien de spotprijs op de

referentiemarkt een bepaalde uitoefenprijs (*strike price*) overschrijdt, betaalt de producent het verschil tussen deze twee prijzen dat wordt terugbetaald aan de afnemers. De uitoefenprijs plafonneert dus de inkomsten op de elektriciteitsmarkt in periodes van piekverbruik. Het bedrag van de beschikbaarheidsvergoeding dat wordt betaald aan de producenten, wordt bepaald door de optiemarkt. De boete voor de onbeschikbaarheid komt overeen met de uitoefenprijs van de optie. (bv: Italië).

### IV.2.2 Voor- en nadelen van de verschillende soorten CRM's

#### *IV.2.2.1 Capacity payment*

158. Het voordeel van het *capacity payment*-mechanisme is dat het heel eenvoudig is en een gedifferentieerde vergoeding mogelijk maakt van bestaande en nieuwe investeringen; het heeft echter twee grote nadelen:

- de vergoeding is niet gebaseerd op de marktregels, waardoor het risico bestaat op druk van de investeerders om hogere steun te krijgen, die dan de belangrijkste motor van investeringen wordt;
- het volume is niet gegarandeerd (de investeringsbeslissing wordt overgelaten aan de markt).

#### *IV.2.2.2 Strategische reserve*

159. Het mechanisme is relatief eenvoudig en kan snel worden ingevoerd; zoals reeds opgemerkt, verstoort het in principe niet het mechanisme van de prijsvorming op de markt: de marktprijs blijft de belangrijkste motor van investeringen. Het is derhalve gebaseerd op de aanname dat de markt de geschikte mate van capaciteit zal ontwikkelen.

Het mechanisme van de strategische reserve geeft geen rechtstreekse impuls voor nieuwe investeringen maar is, met het oog op een uitzonderlijk gebruik uiterst geschikt voor het in stand houden van bestaande eenheden, die de markt om economische redenen zouden verlaten ver, . Het bevat echter een indirecte prikkel: het verhoogde aantal prijspieken op de *spot*-markt of een voorspelling van de *forward*-markt van hogere *spot*-prijzen, in verband met het uit de markt nemen van capaciteit, die de rentabiliteit van de bestaande eenheden verbetert en in voorkomend geval het signaal geeft voor nieuwe investeringen. Bovendien beschermt het mechanisme de afnemers tegen de fysische gevolgen van een stroomtekort op de markt.

160. Als zodanig compenseert de strategische reserve derhalve niet het gebrek aan investeringen: als het ontvangen van een betaling voor de in de reserve gehouden capaciteit voor de operatoren aantrekkelijker wordt dan het op de *commodity*-markt blijven, moet de netbeheerder nog meer productiecapaciteit aankopen. Een groeiend aantal piek- of semi-piekeenheden worden dan uit de markt genomen om in de reserve te worden opgenomen, wat gewoon neerkomt op een verplaatsing van de capaciteiten ten laste van de gemeenschap.

Indien de vereiste capaciteiten in de markt bovendien beperkt zijn in aantal, beschikken de capaciteitshouders over macht op de markt en kunnen ze dreigen om eenheden te sluiten indien ze geen vergoeding ontvangen.

#### *IV.2.2.3 Capacity obligation*

161. Het *capacity obligation*-mechanisme beperkt de nood aan regulering in zoverre dat het de verantwoordelijkheid voor de toereikendheid van de capaciteit bij de leveranciers legt; de transmissienetbeheerder beperkt zich tot het bepalen van de reservemarge waarover elke leverancier moet beschikken. Het signaal voor de investeerders is dus minder duidelijk dan bij de gecentraliseerde benadering.

162. De volumebepaling steunt bovendien volledig op de ramingen van de leveranciers, hoewel deze geen zicht op lange termijn hebben op hun portefeuille. Daardoor bestaat het risico dat zij de voorkeur geven aan kortetermijnoplossingen met als gevolg een volatielere prijs voor de klanten en de afwezigheid van een prijssignaal op lange termijn voor de investeerders. Het systeem lijkt derhalve weinig geschikt voor de ontwikkeling van nieuwe capaciteit, zoals blijkt uit het terugkoppelingsmechanisme door middel van offerteaanvragen in Frankrijk (zie hierna).

De concentratie van de productiecapaciteiten kan bovendien uitmonden in concurrentieproblemen.

Tot slot, is dit een complex mechanisme met name in termen van invoering en toezicht op de naleving van de verplichtingen.

#### *IV.2.2.4 Capacity auction*

163. In het *capacity auction*-systeem leidt de invoering van de vraagcurve (gereguleerde hoeveelheid en prijs, met beperkte flexibiliteit) tot spanningen tussen enerzijds de afnemers die het volume en de prijs maximaal willen beperken, anderzijds de capaciteitshouders die een groot volume en hoge prijs willen bereiken, en tot slot de netbeheerder die om redenen van bevoorradingszekerheid wil beschikken over veel capaciteit, zonder verplichtingen voor de prijzen.

164. Het is een complex mechanisme waarvan de invoering duur is. De administratieve kosten gekoppeld aan de uitbouw van en het toezicht op een dergelijke markt zijn bijkomende kosten die gedekt moeten worden door de klanten. Deze complexiteit en deze kosten kunnen de toegang voor kleine producenten en leveranciers belemmeren. Om bovenvermelde redenen wordt het achteraf stopzetten van het systeem beperkt.

Daarnaast moet de markt openstaan voor alternatieve modi, zoals opslag. Opslag kan echter moeilijk geïntegreerd worden omdat de kosten ervan maar zelden kunnen concurreren met die van nieuwe productiemiddelen.

165. Een slecht marktconcept zou kunnen leiden tot een buitensporige capaciteitsvergoeding. Bovendien kan een slechte raming van de behoeften leiden tot ofwel een overcapaciteit, die zich vertaalt in een stijging van de factuur voor de klant, ofwel een ondercapaciteit, wat tot gevolg heeft dat het ingevoerde mechanisme uiteindelijk niet de toereikendheid van de productiemiddelen garandeert.

Tevens is het risico groot dat bepaalde spelers de markt zouden kunnen beïnvloeden. Door capaciteiten uit de markt te halen, zouden zij de prijs voor de capaciteit mogelijk kunnen laten stijgen (dit probleem wordt slechts gedeeltelijk opgelost door de uitbouw van een dalende vraagcurve).

Het mechanisme van de jaarlijkse veiling zorgt ten slotte niet echt voor duidelijkheid op lange termijn (behalve als voor de uit te voeren investeringen de vergoeding die resulteert uit de veiling over meerdere jaren wordt toegekend).

#### *IV.2.2.5 Reliability auction*

166. De financiële optie moet de fysische aanwezigheid van de capaciteit waarborgen.

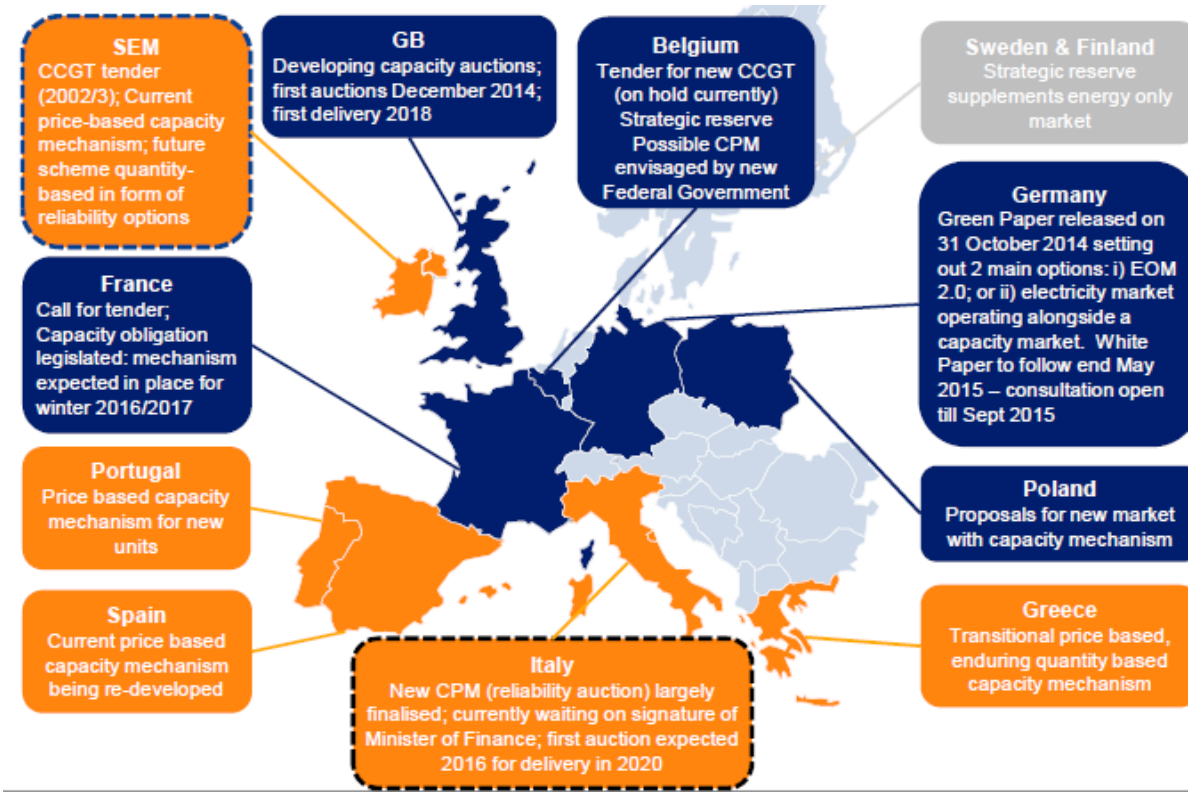
Dit mechanisme beperkt de inkomsten van de producent op de elektriciteitsmarkt zonder plafonds in te voeren voor de prijs op de markt. Het verhoogt derhalve niet de prikkels voor flexibiliteit.

## IV.3 Analyse van de keuzes van de buurlanden

### IV.3.1 Inleiding

167. Zoals de kaart hieronder aangeeft, beschikken een bepaald aantal landen reeds, soms al voor lange tijd, over een vorm van CRM (Spanje, Portugal, Italië, Zweden, Finland, Ierland). Bij andere wordt een CRM geïnstalleerd en die niet effectief zal zijn vóór 2018 (Frankrijk, Groot-Brittannië na een vorig systeem te hebben verlaten). Er dient echter opgemerkt te worden dat drie van de vier buurlanden van België (Nederland, Duitsland, Luxemburg) er niet over beschikken. De impact op de markt van de CWE-zone is derhalve nog niet waarneembaar.

Figuur 1 : Diversiteit van de marktmodellen




Bron : Poyry

### IV.3.2 Redenen tot installatie van een CRM en gekozen modaliteiten

168. Zoals aangegeven in de volgende tabel, zijn de redenen waarom sommige staten hebben gekozen voor een CRM zeer uiteenlopend en beantwoorden aan specifieke nationale omstandigheden.

| | Frankrijk | Duitsland | VK |
|---|---|---|---|
| Specifieke lokale omstandigheden | • Temperatuurgevoeligheid van de vraag (elektrische verwarming)<br>• Groei van de verbruikspiek. | • Huidige overcapaciteit, maar op termijn: kernuitstap, ontwikkeling van de intermitterende productie (wind-, zonne-energie)<br>• Congestieproblemen van het net in het zuiden => versterking ervan heeft prioriteit | • Massale terugtrekking van conventionele thermische productie-eenheden die de milieunormen niet meer naleven<br>• Laag niveau van interconnectie<br>• Sterke groei van de RES |
| Belangrijkste problemen | • Groei van de verbruikspiek sneller dan de groei van de vraag<br>• Gebrek aan rentabiliteit van de piekeenheden en de STEG-eenheden. | • Behoefte aan handhaving in het zuiden van eenheden die sluiten door economische redenen om congesties op te heffen<br>• Behoefte aan flexibiliteit (back-up van de RES) | • Gebrek aan capaciteit op korte termijn<br>• Behoefte aan flexibiliteit |
| Doelstelling van de CRM | • Leveranciers aanzetten tot het ontwikkelen van afschakelbaar vermogen bij hun klanten | • Handhaven van bepaalde bestaande capaciteiten in het zuiden<br>• Aantrekken van flexibele investeringen op termijn | • Aantrekken van nieuwe investeringen |
| Beginsel | Gedecentraliseerd systeem **(capacity obligation)**<br>• Verplichting voor de leveranciers om capaciteitsgaranties aan te houden die overeenstemmen met de verbruikspiek van hun klantenbestand.<br>• Toewijzing van capaciteitsgaranties, 4 jaar van te voren, aan de capaciteiten voor productie en afschakelbaar vermogen naar rato van hun beschikbare vermogen tijdens verbruikspieken.<br>Des te meer de leveranciers de verbruikspiek van hun klanten verlagen, des te minder garanties zij hoeven aan te kopen. | **Ter discussie.**<br><br>Keuze tussen twee ter raadpleging voorgelegde opties:<br>• Verbeterde EOM<br>• CRM<br>Voorgestelde voorlopige oplossing: strategische reserve | Gecentraliseerd systeem **(capacity auction)**<br>De autoriteiten evalueren de totale benodigde capaciteit voor het jaar N+4. De TNB organiseert 4 jaar van te voren een veiling waaraan de bestaande en geplande capaciteiten voor productie, afschakelbaar vermogen, opslag kunnen deelnemen. De resulterende prijs wordt betaald aan alle gekozen capaciteitshouders, maar voor verschillende duur (1 jaar voor bestaande eenheden en afschakelbaar vermogen, tot 15 jaar voor nieuwe projecten).<br>De resulterende prijs van deze markt is de motor van de investeringen. |
| Opmerkingen | • Centrale rol toegekend aan de leverancier<br>• Mogelijkheid om innoverende oplossingen te ontwikkelen<br>• Ongeschikt voor de ontwikkeling van nieuwe investeringen in productie (geen prijssignaal op lange termijn). Risico op een slechte evaluatie van de behoeften door de leveranciers => om de SoS te waarborgen, toevoegen van een aanbestedingsmechanisme.<br>• Moeilijk in te voeren. | • Verschillen van mening, zelfs tussen producenten.<br>• Twijfels over de kosten-batenverhouding<br>• Onderzoek naar de noodzaak na de invoering van CRM in FR en VK<br>• Regering voorstander van een verbeterde EOM | • De eerste veiling vond plaats in december 2014. Diverse nieuwe investeringsprojecten werden gekozen.<br>• Belangrijke rol van de overheid<br>• Geeft geen enkele rol aan leveranciers<br>• Het systeem zou duur kunnen zijn<br>• Moeilijk in te voeren |

| | Zweden | Spanje | Italië (gepland) |
|---|---|---|---|
| Specifieke lokale omstandigheden | • De verbruikspiek hangt sterk samen met de temperatuur<br>• Variatie van de beschikbare capaciteit van de waterkrachtcentrales | • Zeer laag niveau van interconnectie<br>• Sterke groei van de RES<br>• Sterke daling van de vraag | • Overcapaciteit<br>• Sterke groei van de RES<br>• Lokale netcongestieproblemen |
| Belangrijkste problemen | • Gebrek aan capaciteit tijdens uitzonderlijke winterse omstandigheden (koudegolf en laag niveau van de hydraulische reservoirs) | • Overcapaciteit in verband met een zeer hoge steun aan de RES<br>• Lage rentabiliteit van de STEG-eenheden<br>• Flexibele capaciteitsbehoeften voor de back-up van de RES | • Gebrek aan rentabiliteit van de STEG-eenheden<br>• Slechte coördinatie tussen de ontwikkeling van het net en de locaties van de productie-eenheden<br>• Behoefte aan flexibiliteit |
| Doelstelling van de CRM | • Een capaciteitsreserve opbouwen<br>• Terugtrekking van conventionele thermische capaciteiten uit de markt vermijden | • Beschikbaarheid en flexibiliteit van bestaande eenheden bevorderen<br>• Massale terugtrekking van bestaande capaciteiten vermijden<br>• Prijspieken en volatiliteit beperken | • Beschikbaarheid en flexibiliteit van bestaande eenheden bevorderen<br>• Massale terugtrekking van bestaande capaciteiten vermijden |
| Beginsel | **Strategische reserve**<br>Elk jaar stelt de overheid het volume van de reserve vast die de TNB per offerteaanvraag aankoopt.<br><br>Capaciteiten worden uit de markt teruggetrokken en door de TNB geactiveerd in geval van een stroomtekort in winterperiodes. | **Capacity payment (volume)**<br>1. Forfaitaire vergoeding voor de beschikbaarheid betaald aan alle waterkracht-, steenkool-, gas- en stookolieinstallaties die beschikbaar zijn tijdens de vooraf bepaalde piekperiodes.<br>2. Investeringssteun voor de conventionele productieinstallaties met een capaciteit > 50 MW | **Gecentraliseerd systeem met reliability option**<br>De TSO organiseert een aantal jaar van te voren een veiling. Elke producent die back-upcapaciteiten aanbiedt, ontvangt een vergoeding in EUR/MW.<br><br>Als de prijs op de groothandelsmarkt voor elektriciteit (referentieprijs) een vooraf bepaald plafond (*strike price*) overschrijdt, moet de capaciteitshouder het verschil aan de TNB betalen. |
| Opmerkingen | • Snel in te voeren<br>• Het systeem, in 2003 beschouwd als een tijdelijke oplossing vóór de terugkeer naar een EOM, functioneert naar tevredenheid en zal tot na 2020 worden verlengd.<br>• Geen ander overwogen mechanisme.<br><br>**Dit systeem heeft het Belgische systeem voor strategische reserve geïnspireerd** | • Eenvoudig in te voeren<br>• Maakt een gedifferentieerde vergoeding mogelijk<br>• Het volume is niet gegarandeerd => SoS?<br>• Wordt herzien. | Het nieuwe systeem bevindt zich in de afrondende fase. Het zal de voorlopige CRM vervangen die in 2004 is ingevoerd na de black-out van 2003. |

### IV.3.3 Gedetailleerde beschrijving van de mechanismen [35]

#### *IV.3.3.1 Duitsland: EOM*

*a) Context*

169. *EnergieKonzept 2050*[36] heeft in 2010 voorgesteld om de behoefte aan extra reserves en de invoering van een capaciteitsmarkt te onderzoeken.

In Duitsland is dit op nationaal vlak niet een probleem van de productiecapaciteit voor de middellange termijn. Het zijn eerder de congestieproblemen in het transmissienet tussen het noorden (waar de hernieuwbare productie geconcentreerd is) en het zuiden (waar de grote industrieën geconcentreerd zijn) die de bevoorradingszekerheid in het zuiden van het land in gevaar brengen sinds de stillegging van sommige kerncentrales en sinds de aankondiging door de gemeentebesturen en de nutsbedrijven van hun intentie om sommige van hun productie-eenheden, vooral gascentrales die niet rendabel worden geacht, stil te leggen. Een uitbreidingsplan voor het transmissienet werd aangenomen teneinde regionale onevenwichtigheden tussen vraag en aanbod op te lossen; in afwachting van haar uitvoering, werd in november 2012 een capaciteitsreserve voor de winterperiode (*Wintergesetz*) ingevoerd (tot 2017). Zij bedraagt 3.640 MW voor de winterperiode 2014-2015.

*b) Reserve voor de winterperiode*

170. In Duitsland en Oostenrijk werden onrendabele eenheden geïdentificeerd die mogelijk in de reserve opgenomen zullen worden. Hun exploitanten moeten hun voornemen om te sluiten twaalf maanden van tevoren kenbaar maken. De eenheden die onmisbaar zijn voor het opheffen van congesties op het net, zijn verplicht om deze sluiting uit te stellen en worden opgenomen in een reserve die tegen compensatie ter beschikking is gesteld van de

[35] De strategische reservemechanismen worden hier niet onderzocht..

[36] Het Energiekonzept is de roadmap voor energie die de Duitse regering heeft uitgewerkt voor een energietransitie. Het legt voornamelijk de doelstellingen van Duitsland voor 2050 vast, met in enkele gevallen streefdoelen in 2020 of 2030.
De belangrijkste doelstellingen zijn:

- Uitstoot van broeikasgassen: daling van 80% in vergelijking met 1990
- Primair energieverbruik: daling van 50% in vergelijking met 2008
- Elektriciteit voor 80% van hernieuwbare oorsprong
- Elektriciteitsverbruik: daling van 25% in vergelijking met 2008
- Energieverbruik in gebouwen: daling van 80% (zonder vermelding van het referentiejaar)
- Energieverbruik in transport: daling van 40% in vergelijking met 2005

Daarnaast bevat het *Energiekonzept* ongeveer 70 maatregelen om deze doelstellingen te behalen

netbeheerder, niet voor de *adequacy*, maar voor de veiligheid van het net. In dit opzicht is de locatie van de eenheid van cruciaal belang. Deze reserve is derhalve niet aangelegd door middel van aanbesteding.

### *c) Huidige discussie over een capaciteitsmarkt*

171. Volgens de Duitse regering zou er tegen 2020 10 GW aan nieuwe thermische productiecapaciteiten nodig zijn bovenop de eenheden die momenteel worden gebouwd, teneinde de kernuitstap en de omschakeling naar een groter aandeel van hernieuwbare energie in de energiemix te waarborgen. Zij is echter terughoudend over de invoering van een capaciteitsmarkt. In de huidige situatie zouden de kosten van een dergelijk mechanisme hoger kunnen zijn dan de baten.

172. Het debat werd opnieuw geopend na de aankondiging van talrijke sluitingen van centrales om economische redenen (11,5 GW) en de invoering van het CRM in Frankrijk en Groot-Brittannië, waarvan het effect op de groothandelsmarkt niet neutraal zal zijn.

BDEW – Duitse verbond van energie- en waterbedrijven – heeft zich in september 2013 positief uitgesproken over een nieuw marktmodel voor de conventionele thermische productie-eenheden, dat in twee fases moet worden ontwikkeld: eerst door de aanleg van een strategische reserve, vervolgens door de invoering van een gedecentraliseerde capaciteitsmarkt.

De Duitse Minister van Economische Zaken heeft op 31 oktober 2014 een *Green paper*[37] gepubliceerd over de toekomstige ontwikkeling van de elektriciteitsmarkt in Duitsland. Deze *Green paper* gaat uit van de vaststelling dat de elektriciteitsmarkt zich in een overgangsfase bevindt (ontwikkeling van hernieuwbare energiebronnen, kernuitstap in 2022 en groeiende interconnectie van de Europese elektriciteitsmarkten). Het gaat vervolgens in op de wijze waarop de markt in de toekomst haar belangrijkste taken kan blijven waarborgen, d.w.z. (i) het handhaven van voldoende capaciteit (reservefunctie) en (ii) het op juiste wijze aanwenden van deze capaciteit (dispatching-functie). Er kunnen verschillende maatregelen worden genomen om deze twee taken te vervullen :

- het gebruik van beschikbare capaciteiten moet worden geoptimaliseerd (verbetering van de *balancing* – uitbreiding van het net). Deze maatregelen zijn nuttig, ongeacht het toekomstige scenario;

[37] An Electricity Market for Germany's Energy Transition – Discusion Paper of the Federal Ministry for Economic Affairs and Energy (Green Paper).

- het handhaven van voldoende capaciteiten vereist een principebeslissing. Twee benaderingen zijn voorgesteld voor het ontwikkelen van de markt op lange termijn:
    - ofwel het optimaliseren van de EOM (EOM 2.0), zodanig dat het een geloofwaardig wettelijk kader vormt dat het vertrouwen van beleggers heeft en elektriciteitsverbruikers in staat stelt om zelfstandig, door middel van hun vraag, het gewenste capaciteitsniveau te bepalen;
    - ofwel het ontwikkelen van een capaciteitsmarkt naast de elektriciteitsmarkt voor het handhaven van een capaciteitsreserve.

De twee benaderingen kunnen de bevoorradingszekerheid waarborgen. Met een capaciteitsmarkt of een reserve wordt een hoger capaciteitsniveau gehandhaafd ten opzichte van wat de EOM zou hebben afgeleverd. Het hogere capaciteitsniveau beperkt de prijspieken op de *spot*-markt, maar creëert een extra kostenpost die door middel van een toeslag moet worden gedragen door alle afnemers.

De keuze van een van de twee opties zal afhangen van het al dan niet aanvaarden van het zich voordoen van prijspieken.

Tot slot, om het hoofd te bieden aan onzekerheden in de overgangsfase, zou de winterreserve gehandhaafd moeten worden als vangnet; uit internationale ervaring blijkt dat de invoering van een capaciteitsmarkt meerdere jaren vergt

Het document werd voorgelegd voor raadpleging tot 1 maart 2015. Daarna zal eind mei 2015 tevens een *white paper* worden voorgelegd voor raadpleging tot september 2015. Vervolgens zal een passende wetgeving worden opgesteld.

173. De Minister van Economische Zaken heeft in september 2014 bovendien twee rapporten gepubliceerd over het *design* van de Duitse elektriciteitsmarkt en over de verschillende mogelijke opties voor de hervorming ervan.

Het eerste rapport, opgesteld door Frontier en Formaet Services[38], analyseert de mogelijke tekortkomingen van de EOM in Duitsland. Dit rapport concludeert dat het huidige model met enige aanpassingen kan werken, de bevoorradingszekerheid waarborgen en de kosten minimaliseren:

[38] Electricity market in Germany – Does the current market design provide security of supply? September 2014, Frontier economics and Formaet Services GmbH.

- het wegnemen van belemmeringen die de afnemers beletten om op prijssignalen in te spelen (opheffen van toegangsdrempels tot de markt van het afschakelbaar vermogen en de niet-conventionele productie-eenheden zoals noodaggregatoren);
- het invoeren van betere prikkels om van de marktspelers het evenwicht tussen de productie en het verbruik te verkrijgen (Verhoging van het prijsplafond op de markt zodat deze de VoLL bereikt, die de waarde toegekend door de afnemers correct weerspiegelt – Frontier stelt voor 10.000 tot 15.000 EUR/MWh. In geval van *brown-out*, toepassing van de VoLL op alle afnemers. Vaststellen van de *balancing*-prijs op basis van de marginale kosten van de geactiveerde reserves en van de VoLL in geval van stroomtekort). Het principe achter deze voorstellen is als volgt: als de situatie van stroomtekort economisch wordt gevoeld door alle marktdeelnemers, in de vorm van hoge kosten voor de spelers die aan de oorsprong van het probleem staan en een vergoeding voor spelers die het systeem ondersteunen, is het risico op het voorkomen van dit soort situaties beperkt;
- het creëren van een stabiel beleidskader op de lange termijn;
- het coördineren op internationaal niveau van de definitie van bevoorradingszekerheid en het in acht nemen van de grensoverschrijdende bijdragen.

Er bestaan op korte en middellange termijn verschillende instrumenten om de toekomstige kosten en inkomsten veilig te stellen. De volatiliteit van de *spot*-prijzen kan bijvoorbeeld worden gedekt door de aankoop van *forward*-producten van het type *futures* of *opties*. De liquiditeit van de markt voor deze producten moet echter over een periode van 3 tot 4 jaar of 5 tot 6 jaar worden gewaarborgd. De prijsvolatiliteit is bovendien de beste prikkel voor het ontwikkelen van de flexibiliteit.

De risico's op lange termijn worden gedragen door de investeerders die worden vergoed voor het aanvaarden van deze risico's. Daarbij is het mogelijk dat de markt op termijn minder kapitaalintensief wordt (verlenging van de levensduur van bestaande eenheden, bouw van piekeenheden van het type gasturbines, activering van de *demand response* gekarakteriseerd door lage investeringskosten).

In dit model zijn het de marktspelers die het capaciteitsniveau beslissen die zij willen. De regelgevende instanties beperken zich tot het zorgen voor de naleving van de marktregels.

Bij het creëren van een capaciteitsmarkt, waarin capaciteitscontracten op de lange termijn worden toegewezen, wordt verondersteld dat de capaciteit expliciet moet worden vergoed en dat het risico wordt gesocialiseerd. Dit kan leiden tot lagere financieringskosten (hoewel dan een politiek risico ontstaat dat gedekt moet worden), maar kan ook leiden tot een situatie waarin beslissingen niet langer worden genomen door de investeerders die de mogelijkheden en risico's van toekomstige inkomsten dragen, maar, op minstens een indirecte wijze, door de overheid, met als gevolg meer kapitaalintensieve investeringen dan nodig. Politieke besluitvorming kan invloed hebben op de *social welfare* die op de markt wordt uitgedrukt door een prijs die de VoLL (= *willingness to pay*) kan bedragen.

Een pragmatische aanpak voor het minimaliseren van de economische kostprijs van het politieke risico is het vaststellen van duidelijke en indien mogelijk maatschappelijk aanvaarde doelstellingen om een stabiel investeringsklimaat te creëren (met name wat betreft hernieuwbare energie en de EU ETS).

Het tweede rapport van Frontier en Consentec[39] analyseert de impact van verschillende CRM's op de bevoorradingszekerheid, de *social welfare*, de kostprijs voor afnemers en andere indicatoren. Het concludeert dat de CRM's zeer complex zijn en aanzienlijke risico's op verstoring van de energiemarkt met zich mee kunnen brengen. Ze kunnen dus bijkomende kosten opleveren zonder noodzakelijkerwijs de betrouwbaarheid te vergroten ten opzichte van de voorgestelde verbeterde EOM in het eerste verslag. Indien de bewindslieden zich meer willen dekken tegen het risico op stroomtekort, zouden zij volgens dit rapport beter een reservemechanisme kunnen invoeren.

174. Tot dusver heeft de Duitse regering duidelijk haar voorkeur uitgesproken voor een verbeterde EOM met een strategische reserve als reserveoplossing.

#### *IV.3.3.2 Groot-Brittannië*

*a) Context*

175. In het kader van een grote hervorming van haar energiemarkt om enerzijds de doelstellingen betreffende de vermindering van de uitstoot van broeikasgassen te realiseren en anderzijds om het hoofd te bieden aan het voorziene verlies van een vijfde van de bestaande capaciteit, dat vanaf 2017-2018 tot een potentieel *adequacy* probleem zal leiden, heeft het Britse Ministerie voor Energie en Klimaat (DECC) op 15 december 2011 haar

[39] Impact Assesment of Capacity Mechanisms on behalf of the Federal Ministry for Economic Affairs and Energy, 204, Frontier et al.

voornemen medegedeeld om een geschikt rechtskader te scheppen om in 2014 een capaciteitsmarkt in te voeren.

Tot nu toe beschikte Groot-Brittannië over een comfortabel aantal STEG-eenheden ten gevolge van de "*dash for gas*" uit de jaren 1990. Met de geleidelijke intrede op de markt van intermitterende (windkracht) of minder flexibele (kernenergie) productie-eenheden, zullen de STEG-eenheden minder en op onregelmatigere wijze werken, wat hun rentabiliteit onzekerder zal maken. Door het intermitterende of weinig flexibele karakter van deze nieuwe eenheden is de aanwezigheid van thermische piekeenheden en andere niet-productiegebonden capaciteiten (afschakelbaar vermogen, opslag) echter absoluut noodzakelijk.

176. De optie die werd gekozen, is de capaciteitsmarkt van het type ***capacity auction***, vergelijkbaar met het model « PjM »[40]. De oplossing van de strategische reserve werd verworpen [41].

### *b) Het geveilde capaciteitsvolume*

177. Een evaluatie van de noodzakelijke capaciteit over een periode van vijftien jaar is uitgevoerd door de netbeheerder (*National Grid*). De regulator van de elektriciteitsmarkt, *Ofgem*, en een panel van onafhankelijke deskundigen controleren deze omvang. De regering beslist over de totale omvang van de capaciteit die nodig is om de bevoorradingszekerheid (piek + marge = LOLE 3u) te garanderen.

Het vereiste volume, verminderd met de capaciteiten die niet aan de veiling deelnemen (*opt-out*) en de invoer, wordt geveild.

### *c) Verkiesbaarheid en veiling*

178. Dit volume wordt aangekocht via een centrale veiling (*single buyer*) die wordt georganiseerd door de netbeheerder. De beslissing om een veiling te organiseren, wordt jaarlijks genomen op basis van de ontwikkeling van de capaciteitsmarge.

---

[40] DECC, Electricity market reform: capacity market – design and implementation update, 28 maart 2012

[41] In haar impact assessment IA Nr.: DECC0076 van 15/12/2011, verklaart DECC deze keuze: "*However a Strategic Reserve does not deal with the fundamental problem of 'missing money', that investors might not believe that prices could rise to the level that would justify the optimal level of flexible capacity – and as a result there would be insufficient investment to ensure security of electricity supply. As such, a Strategic Reserve is less likely to be robust against severe or sustained capacity problems*".

De gekozen eenheden kunnen uitsluitend via een "prekwalificatieprocedure" deelnemen aan de veiling. Vóór de prekwalificatieprocedure publiceert de netbeheerder de toegepaste wegingscoëfficienten per technologie. Deze coëfficiënten, vastgesteld aan de hand van historische gegevens, weerspiegelen de bijdrage aan de capaciteit die per technologie in periodes van spanning op het systeem worden verwacht. Ze zijn identiek, ongeacht de leeftijd van de eenheid. De boete is bedoeld om de inkomsten te moduleren op basis van de werkelijke prestaties van de eenheid.

179. Elke productie-eenheid met een minimale capaciteit van 2 MW (capaciteiten met minder dan 2 MW kunnen deelnemen onder de voorwaarde te worden gecombineerd met andere capaciteiten), afschakelbaar vermogen (tussen 2 MW en 50 MW) evenals opslag, en vanaf 2015 de interconnecties (3,5 GW), kunnen eraan deelnemen[42]. De veiling vindt elke vier jaar plaats, voorafgaand aan het jaar waarin de capaciteit geleverd wordt, om de nieuwe eenheden in staat te stellen eraan deel te nemen, wat de liquiditeit en de concurrentie op de markt bevordert.

In zoverre de subsidies die de RES ontvangen volstaan om de investering te ondersteunen, worden zij uitgesloten van de capaciteitsmarkt. De capaciteiten met een langetermijncontract om de operationele reserve te leveren en de capaciteiten buiten Groot-Brittannië worden ook uitgesloten.

De deelname aan de veiling is vrijwillig. Om de netbeheerder in staat te stellen over de totale beschikbare capaciteiten te zijn geïnformeerd, moeten alle producenten echter de prekwalificatieprocedure ondergaan en kunnen zij melding maken van een *opt-out*. Zij moeten dan aangeven wanneer zij van plan zijn operationeel te zijn gedurende het jaar.

Om te vermijden dat de huidige investeringsprojecten worden uitgesteld tot de invoering van de capaciteitsmarkt, zullen de eenheden gebouwd tussen 2012 en het tijdstip van de eerste veiling op dezelfde manier worden behandeld als de nieuwe capaciteiten.

180. De veiling moet tegelijkertijd garanderen dat de toegekende inkomsten volstaan om de capaciteitshouders aan te sporen eraan deel te nemen en dat de consumenten niet meer betalen dan noodzakelijk om de bevoorradingszekerheid te waarborgen. De marktprijs wordt verondersteld de verliezen als gevolg van de toezegging van de capaciteitshouders om één jaar langer actief te blijven (*missing money*) te dekken.

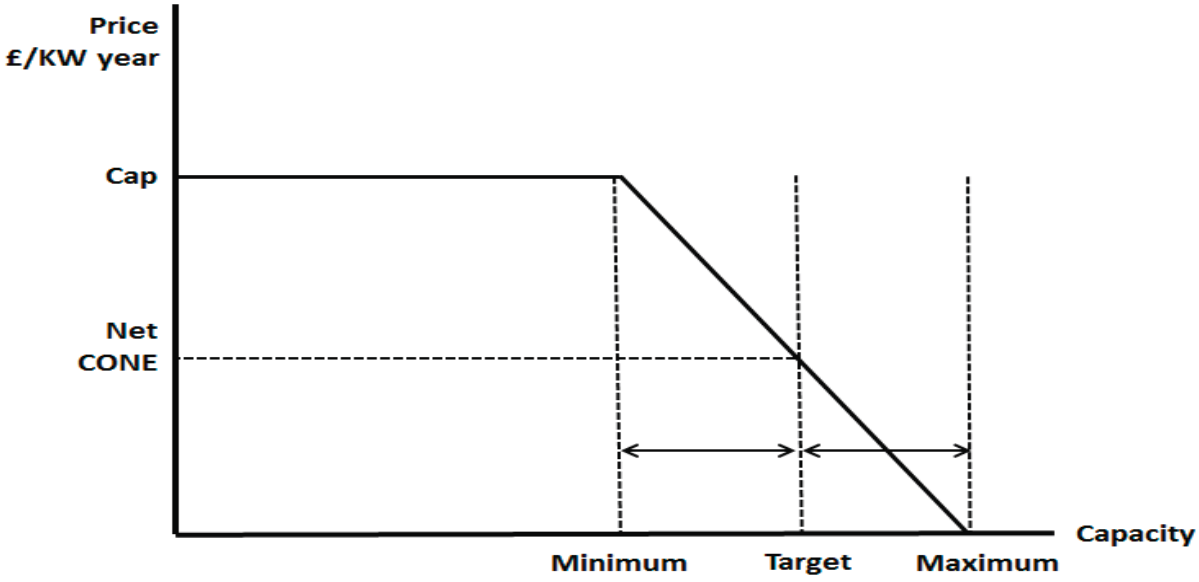
[42] Oil-fired steam generators, OCGT, nuclear, hydro, storage, CCGT, CHP and autogeneration, coal/biomass, DSR

Met het oog hierop wordt 6 maanden van tevoren een gestuurde vraagcurve bepaald en gepubliceerd. Er worden beperkingen vastgesteld:

Voor 2014: *price cap* = 75 £/kW/jaar (veelvoud van de kostprijs van een nieuwe speler)

- *Net cone*[43] : 49 £/kW/jaar (geraamde kostprijs van een nieuwe STEG-eenheid voor een nieuwe speler waarvan de verwachte inkomsten van de ondersteunende diensten en de verkoop van elektriciteit vanaf getrokken zijn)[44]
- *Price taker threshold* : 25 £/kW/jaar (maximale prijs waartegen bestaande eenheden hun capaciteit kunnen aanbieden)[45] (m.a.w., zij kunnen zich alleen uit de markt terugtrekken wanneer de prijs lager is dan dit bedrag).

Schema 3 : Curve voor de capaciteitsvraag




Als er bijvoorbeeld 50 GW worden gevraagd, maar de 50e GW wordt aangeboden tegen een buitensporige prijs, zullen er slechts 49 GW worden aangekocht. Dit systeem wordt verondersteld het risico op *gaming* en misbruik van machtspositie te verkleinen. Door de norm op een duurzame basis in te voeren, probeert de regering het risico op grote schommelingen van de vergoeding van het ene jaar op het andere te verkleinen.

[43] Net cost of new entry
[44] Gebaseerd op een raming van de kapitaalkosten voor een nieuwe eenheid, rekening houdend met een rendement van 7,5% en een *pay back period* van 25 jaar. Dit bedrag wordt vastgesteld door een onafhankelijk deskundige.
[45] De bestaande eenheden die aan de hand van een deskundig rapport kunnen aantonen dat hun kosten hoger zijn, kunnen een hogere prijs aanbieden.

181. De veilingen zijn van het type "*descending clock auction*". De veiling begint bij 75 £. Elke deelnemer informeert over de capaciteit die hij bereid is tegen deze prijs aan te bieden. Tijdens de volgende veilingen neemt de prijs af totdat het gewenste volume bereikt wordt.

Om het aangeboden volume tegen een gegeven prijs te bepalen, worden de deelnemers verondersteld rekening te houden met de verwachte inkomsten op de elektriciteitsmarkt. Deze inkomsten zullen variëren op basis van de raming van het aantal werkingsuren, de marktprijs en de kosten van brandstof en $CO_2$.

Alle deelnemers waarvan de offerte wordt gekozen, ontvangen de *clearing price (pay as clear)*. De vergoeding komt overeen met deze prijs vermenigvuldigd met de aangesloten capaciteit (gewogen door de beschikbaarheidsfactor ervan). Hoewel het abnormaal lijkt om aan sommige capaciteitshouders een hogere vergoeding toe te kennen dan verwacht, is deze keuze ingegeven door de bereidheid om *gaming* van deelnemers, die hun offertes eerder zouden baseren op een raming van de *clearing price* dan op hun reële kosten, te vermijden; de aanbieders die over een groot bestand beschikken, zouden daartoe zelf beter in staat zijn, wat een verstoring van de concurrentie zou vormen.

182. De bestaande installaties worden op dezelfde wijze vergoed als de nieuwe, op grond van de veronderstelling dat de capaciteitsmarkt de groothandelsprijzen voor elektriciteit zal doen afnemen. Naar verwachting zal een *pay as clear*-mechanisme de hele markt efficiënter maken door de meest efficiënte eenheid in operationeel opzicht in staat te stellen om de hoogste marges te behalen.

Om de machtspositie te beperken, worden bestaande en nieuwe capaciteiten echter niet op dezelfde wijze behandeld. De bestaande capaciteiten zijn "*price takers*" en mogen derhalve niet boven een relatief lage drempel aanbieden. Daarentegen zijn de nieuwe spelers en het afschakelbaar vermogen "*price makers*" en kunnen zij boven de drempel aanbieden, tot de *price cap*. De meeste inschrijvers zijn *price takers*. Op deze manier kunnen de bestaande capaciteiten geen prijzen indienen die hoger zijn dan de capaciteitswaarde ervan in de jaren waarin geen nieuwe capaciteiten nodig zijn. De prijs van 25 £ wordt zo vastgesteld dat 80% van de bestaande eenheden wordt gecapteerd (bedrag dat noodzakelijk wordt geacht om de vaste kosten ervan te dekken).

183. De veiling is technologieneutraal en er wordt geen milieucriterium opgelegd.

*d) Tweede veiling en* trading

184. Een tweede veiling van de capaciteitsverplichtingen vindt één jaar vóór het leveringsjaar plaats om het mogelijk te maken voor de regering om het volume op basis van een nauwkeurigere raming van de vraag aan te passen en voor de deelnemers om hun positie aan te passen en hun foutieve ramingen te corrigeren. De capaciteiten die tijdens de eerste veiling de *opt-out* hebben gekozen, kunnen ook deelnemen aan de tweede veiling.

Deze veiling is belangrijk om de *demand response*, waarvoor een periode van 4 jaar te lang is, in staat te stellen om actief deel te nemen aan het systeem. Te dien einde wordt een bepaald volume van de aanvankelijke vraagcurve in mindering gebracht en gereserveerd voor de tweede veiling. Dit wordt na de sluiting van de eerste veiling gepubliceerd. Als de capaciteitsbehoefte ten opzichte van de aanvankelijke raming afneemt verbindt de regering zich ertoe 50% van het gereserveerde volume aan te kopen om ondanks alles de vraag in staat te stellen deel te nemen aan de veiling.

185. Tussen de eerste veiling en de leveringsdatum beheren de houders van contracten hun blootstelling aan risico's door hun verbintenissen door middel van *trading*-operaties te vermeerderen of te verminderen.

*e) Contract en verbintenissen*

186. De looptijd van het contract varieert tussen:

- één jaar voor bestaande capaciteiten, de *demand response* en de interconnecties (om de concurrentie te vergroten en, in geval van de *demand response*, omdat de afnemers niet verbonden zijn aan langetermijncontracten) ;
- drie jaar voor te vernieuwen capaciteiten;
- maximaal vijftien jaar voor nieuwe investeringen (naar keuze van de inschrijver). Deze termijn maakt een herfinanciering van de schuld met een looptijd van gemiddeld zeven jaar mogelijk, teneinde de kosten over een langere periode af te schrijven met als gevolg een vermindering van het bedrag van de offertes.

187. De capaciteitshouders die met succes hebben deelgenomen aan de veiling, ondertekenen een *capacity agreement*. Tijdens het jaar/de jaren gespecificeerd in het contract ontvangen zij een voorspelbare, maandelijkse inkomstenstroom die de kosten voor hun capaciteit dekt. In ruil daarvoor verbinden zij zich ertoe om elektriciteit te leveren wanneer het systeem er omwille van bevoorradingszekerheid behoefte aan heeft, zo niet kunnen zij boetes opgelegd krijgen.

Wanneer de situatie kritiek wordt, stuurt de netbeheerder vier uur van tevoren een waarschuwing naar de markt en dan moet elke houder van een *capacity agreement* de vraag overeenkomstig de gecontracteerde hoeveelheid produceren of verminderen. Als 80% van de totale gecontracteerde capaciteit nodig is om de belasting te dekken, is elke leverancier verplicht om 80% van zijn capaciteitsverplichting te leveren. Dit systeem heeft tot doel om alle producenten aan te sporen om effectief op de markt te opereren.

Indien vier uur na de aankondiging ondanks alles een afschakeling op niveau van het distributienet moet worden uitgevoerd, krijgt de capaciteitshouder die niet aan zijn verplichting (middels energielevering, afschakelbaar vermogen of het leveren van een ondersteunende dienst) heeft voldaan een boete opgelegd die 200% van het maandelijks inkomen bedraagt (rekening houdend met een grotere vergoeding in de winter, kan de maandelijkse boete oplopen tot 20% van het jaarlijks inkomen). De som van de boetes mag niet hoger zijn dan 100% van het jaarlijks inkomen.

### *f) Vergoeding*

188. De vergoeding wordt in de loop van het jaar verdeeld op basis van het vraagprofiel. Zij is derhalve hoger in de winter.

Indien een capaciteitshouder in een crisisperiode meer levert dan voorzien, ontvangt hij een aanvullende vergoeding die wordt gefinancierd door de inkomsten uit boetes, die zijn betaald voor niet-naleving van de leveringsverplichting, zodanig dat het totaalbedrag van de vergoedingen niet toeneemt.

### *g) Kosten en administratie*

189. Bij haar impactanalyse [46], raamt DECC de geactualiseerde nettowaarde van een capaciteitsmarkt op 900-2.613 miljoen £ voor de periode 2014-2024 in vergelijking met een optimaal functionerende *energy only market*. De extra kosten worden beschouwd als een verzekering die de consument betaalt tegen prijspieken en *black-outs*.

Drie maanden vóór de winterperiode evalueren de leveranciers het vraagprofiel van hun klanten tijdens de winterperiode op werkdagen tussen 16u en 19u. De kosten worden verdeeld op basis van het marktaandeel van elke leverancier (van hun bijdrage tijdens piekperiodes). Op deze manier wordt hij aangezet tot het nemen van maatregelen om de vraag van zijn klanten te verminderen. *A posteriori* wordt het bedrag aangepast op basis van de werkelijke afnames.

[46] DECC, Impact assessment, 15/12/2011

190. Een speciaal publiekrechtelijk orgaan– de *Capacity Market Settlement Body* – werd gecreëerd om alle financiële stromen verbonden aan het mechanisme te beheren.

### *h) Resultaat van de eerste veiling*

191. Een eerste veiling vond plaats op 9 december 2014 voor een capaciteit van 49,26 GW voor levering in oktober 2018. De *clearing price* bedraagt 19,40 £/kW (26 EUR/kW/jaar). Het aan de capaciteitshouders betaalde bedrag aan het einde van deze veiling zal 956 miljoen £ (£ van 2012) bedragen voor één jaar. Dit zal in 2018-2019 de factuur van de eindafnemer met 11,4 £ (15 EUR) verhogen. Rekening houdend met de verwachte prijsdaling op de elektriciteitsmarkt, zou de impact beperkt moeten blijven tot 2,80 EUR per huishouden.

192. De bestaande capaciteiten hebben voor 43,7 GW[47] een contract gekregen voor een jaar en 3,1 GW een contract voor 3 jaar. Er werd voor 2,4 GW aan nieuwe capaciteit voor 15 jaar gecontracteerd, waarvan één eenheid van 1,88 GW en 75 kleine projecten (gemiddeld 14 MW).

De aanwezigheid van talrijke kleine projecten, voorgesteld door 17 verschillende spelers waarvan geen enkele van de "Big 6", is bijzonder interessant en weerspiegelt de ontwikkeling van het park:

- met de penetratie van de RES heroriënteren de investeerders hun projecten naar de minder kapitaalintensieve eenheden;
- de piekeenheden die weinig actief zijn, baseren hun inkomsten meer op de capaciteitsvergoeding dan op de verkoop van elektriciteit. Het feit dat het mechanisme de capaciteitsinkomsten veel zekerder maakt dan die van elektriciteit, gekoppeld aan het feit dat deze eenheden lagere kapitaalkosten hebben, zorgt ervoor dat zij bijzonder geschikt zijn voor veilingen tot 15 jaar. Ze worden derhalve impliciet begunstigd.

193. 8,46 GW aan bestaande capaciteiten werden uitgesloten van de markt. Om te vermijden dat zij op korte termijn sluiten, vóór aanvang van de leveringsperiode, heeft de regering de omvang van de *balancing*-reserve vergroot.

Een tweede veiling zal plaatsvinden in 2015 voor de levering van de winterperiode 2019-2020.

[47] National Grid Provisional auction results T4 Capacity Market Auction 2014

*i) De naleving van de richtlijnen inzake staatssteun*

194. Na de aanmelding van de steun door de Britse regering, heeft de Europese Commissie besloten[48] dat het financieringssysteem dat verband houdt met de capaciteitsvergoeding daadwerkelijk een staatssteun vormde, in die zin dat het mechanisme werd ingevoerd door de Staatssecretaris van Energie, dat het wordt gefinancierd door een toeslag die wordt toegepast op alle leveranciers, die door een publiekrechtelijk orgaan – de *Settlement Body* – belast met het controleren van financiële transacties ontvangen wordt. Zij heeft evenwel het mechanisme geaccepteerd, aangezien het in overeenstemming is met de Richtlijnen inzake staatssteun voor milieubescherming en energie voor de periode 2014-2020 (zie hierna). Er werd echter een beroep ingesteld tegen deze beslissing bij het Gerecht van de Europese Unie; het is momenteel in behandeling.

*j) Beoordeling*

195. Onafhankelijk van de nadelen van het *capacity auction*-mechanisme, die hierboven reeds vermeld zijn (zie nr. 163), heeft het Britse mechanisme de volgende struikelblokken:

- De keuze van een *pay as clear*-systeem kan potentieel belangrijke *windfall profits* genereren ten voordele van de eenheden waarvan de vaste (investerings- en werkings-) kosten het laagst zijn, met name voor de bestaande nucleaire eenheden. Deze eenheden bevinden zich echter ook onderaan de *merit order* op de energiemarkt, die ook volgens het *pay as clear*-principe functioneert. Deze eenheden zullen derhalve aanzienlijke inframarginale rentes cumuleren op de twee markten. Aangezien er geen milieucriterium in aanmerking werd genomen, zal het begunstigen van de verlenging van de levensduur van bestaande centrales een negatief effect hebben op het bereiken van milieudoelstellingen en de ontwikkeling van nieuw afschakelbaar vermogen kunnen ontmoedigen;
- DECC is bijvoorbeeld van plan om een specifieke vraagcurve voor nieuwe capaciteit te introduceren, teneinde hun inkomsten minder zeker te maken. Volgens sommigen is het vergoeden van de capaciteiten die de volledige piekvraag (49 GW) dekken niet noodzakelijk. De vraag bedraagt overdag 43 GW. Het aankopen van de 6 GW die overeenkomen met de piekperiode zou voldoende zijn;

[48] Besluit van de Europese Commissie van 23 juli 2014, nr. SA.35980, C(2014) 5083 final.

- De productieverplichting, ontstaan uit de capaciteitsmarkt, beïnvloedt de energiemarkt en zou kunnen leiden tot een niet-optimale dispatching van eenheden.

#### *IV.3.3.3 Frankrijk*

*a) Context*

196. In Frankrijk neemt de verbruikspiek gestaag toe en groeit veel sneller dan het gemiddelde verbruik. Het grote aandeel van elektrische verwarmingsinstallaties veroorzaakt namelijk een hoge thermische gevoeligheid en recordpieken voor de consumptie tijdens de winter.

In een context waarin twijfel bestaat over de rentabiliteit van de investeringen in productiemiddelen voor pieken, komt de bevoorradingszekerheid bijgevolg in gevaar. Volgens de ramingen van de transmissienetbeheerder, RTE, zou 2.000 MW aan productiecapaciteit kunnen ontbreken vanaf de winterperiode 2016-2017.

*b) Doelstellingen*

197. Er worden twee doelen nagestreefd:

- enerzijds het aanzetten van leveranciers tot het verbeteren van het beheer van piekperiodes van hun klanten, met name door de ontwikkeling van een aanbod van afschakelbaar vermogen;
- anderzijds de kosten voor de dekking van piekperiodes door alle leveranciers laten dragen en niet uitsluitend door de historische leverancier, EdF.

198. De wet nr. 2010-1488 van 7 december 2010 houdende de nieuwe organisatie van de elektriciteitsmarkt ("NOME-wet" genoemd) heeft in het Energiewetboek een capaciteitsverplichting ten laste van de leveranciers opgenomen. Deze wet voorziet dat elke leverancier de garantie moet leveren dat hij, hetzij rechtstreeks of onrechtstreeks, beschikt over de capaciteit voor productie of afschakelbaar vermogen, om te voldoen aan de vraag van zijn klanten tijdens verbruikspieken. Deze verplichting wordt ten uitvoer gelegd door de toewijzing aan de leveranciers van uitwisselbare en overdraagbare "capaciteitsgaranties".

De toepassingsmodaliteiten van dit systeem werden gespecificeerd in een decreet van 14 december 2012[49]. De regels van het mechanisme werden vastgesteld bij Ministerieel Besluit van 22 januari 2015[50].

*c) Werking*

199. Een referentiepark wordt vastgesteld om aan het criterium van bevoorradingszekerheid te voldoen (LOLE 3u). Het stelt het volume aan noodzakelijke capaciteitsgaranties vast. Dit volume komt overeen met het bedrag van de door alle leveranciers aan te houden capaciteitsverplichtingen. De parameters van de verplichting (extreme temperatuur en veiligheidsfactor) worden vastgesteld om de verplichting over te dragen aan de temperatuurgevoelige afnemers (d.w.z. zij die gedurende kritieke periodes afnemen), op basis van hun bijdrage aan het uitvalrisico. Op basis van deze parameters kan elke leverancier het aantal capaciteitsgaranties evalueren die hij moet aanhouden. Hij kan ze krijgen, of maatregelen nemen om de temperatuurgevoeligheid van zijn klanten te verkleinen, om zijn verplichting te beperken.

Het capaciteitsmechanisme steunt op twee pijlers.

*Eerste pijler: het certificatiecontract*

200. Alle exploitanten van productiecapaciteiten of afschakelbaar vermogen zijn verplicht een "certificatiecontract" met RTE te ondertekenen voor al hun capaciteiten (in transmissie en distributie). Zij verbinden zich hierbij tot een bepaald beschikbaarheidsniveau en krijgen een bedrag aan capaciteitsgaranties toegekend , afhankelijk van de geraamde bijdrage van hun installaties tot het verminderen van het uitvalrisico bij spanningen in het systeem. Het gecertificeerde capaciteitsniveau kan het voorwerp uitmaken van evenwichtsherstel.

201. De bestaande productiecapaciteiten moeten hun certificering vier jaar vóór het leveringsjaar aanvragen om de behoefte aan capaciteit te kunnen evalueren; deze termijn wordt teruggebracht tot twee maanden voor afschakelbaar vermogen en nieuwe productiecapaciteiten. RTE publiceert elk jaar een raming van het algemene niveau van de capaciteitsgaranties vanaf het vierde jaar voorafgaand aan het leveringsjaar.

[49] Decreet nr. 2012-1405 van 14 december 2012 betreffende de bijdrage van leveranciers aan de bevoorradingszekerheid van de elektriciteit en houdende de instelling van een mechanisme van capaciteitsverplichting in de elektriciteitssector.
[50] Arrest van 22 januari 2015 die de regels van het capaciteitsmechanisme vaststelt en tot uitvoering van artikel 2 van het decreet nr. 2012-1405 van 14 december 2012 betreffende de bijdrage van leveranciers aan de bevoorradingszekerheid van de elektriciteit en houdende de instelling van een mechanisme van capaciteitsverplichting in de elektriciteitssector.

202. De beschikbaarheid wordt gecontroleerd tijdens de werkelijke uren van spanning van het systeem (dagen PP2). Dit concept is ruimer dan het concept van piekverbruik; het omvat tevens de elementen met betrekking tot de verwachte spanning op het systeem (=> PP2>PP1). De dagen PP2 die verschillen van de dagen PP1 worden op D-1 uiterlijk om 19u gesignaleerd. Zij betreffen de dagdelen 7u tot 15u en 18u tot 20u van de 10 tot 25 betreffende dagen. Hooguit 25% van deze dagen mogen de maanden november en maart betreffen. Het beschikbare vermogen is het vermogen dat kan worden geactiveerd op PP2.

Een financiële boete is in het certificatiecontract voorzien in geval van niet-naleving van de verplichtingen.

*Tweede pijler: de capaciteitsgaranties*

203. Elke leverancier (waaronder de netbeheerders voor de verliezen en de afnemers voor het verbruik zonder contract) is verplicht om jaarlijks capaciteitsgaranties aan te houden die het piekverbruik van zijn klanten en een margepercentage dekken.

204. 204. De parameters voor berekening zijn 4 jaar van tevoren bekend.

De bijdrage van de interconnecties aan de bevoorradingszekerheid geschiedt op impliciete wijze. Voor 2016-2017 wordt de veiligheidsfactor vastgesteld op 0,93, wat inhoudt dat de verplichting 93% van het afgenomen vermogen bedraagt.

De leveranciers evalueren hun behoefte en krijgen capaciteitsgaranties voor het nakomen van hun verplichtingen.

De capaciteitsverplichting creëert een "vraag" naar capaciteitsgaranties bij de leveranciers. De certificering van de capaciteiten voor productie en afschakelbaar vermogen creëert een "aanbod" van capaciteitsgaranties. Deze vraag en dit aanbod creëren een **markt**. Deze markt heeft betrekking op de capaciteit en staat los van de groothandelsmarkt voor elektriciteit die betrekking heeft op de energie. De capaciteitsgaranties komen overeen met een gewaarborgd beschikbaar vermogen tijdens piekperiodes, ongeacht een al dan niet effectieve productie. De markt heeft tot doel de bijdrage aan de bevoorradingszekerheid te verhogen; hij vergoedt de effectieve beschikbaarheid tijdens situaties van spanning van het elektrisch systeem.

Het aanhouden van een capaciteitsgarantie verleent geen enkel recht op de geproduceerde energie.

205. Het noodzakelijke capaciteitsvolume wordt vastgesteld door de markt (maar gereguleerd door de overheid); de prijs ervan wordt vastgesteld door de garantiemarkt. De investeringsbeslissing wordt gebaseerd op de prijs van energie en van garanties. De investeerder draagt het investeringsrisico.

206. Een register van de gecertificeerde capaciteiten en van de maatregelen ter beheersing van het piekverbruik wordt beheerd door RTE. Het staat uitwisselingen tussen de betrokkenen toe. De uitgewisselde prijzen en volumes worden erin geregistreerd en worden gepubliceerd om voor alle marktspelers transparantie te creëren op het niveau van bevoorradingszekerheid van het elektrische systeem.

207. Tot slot is er ook een terugkoppelingsmechanisme voorzien. In geval van een uitzonderlijk risico op onevenwicht kan de Minister van Energie een oproep voor projecten uitschrijven waarvan de kosten zullen worden verdeeld onder de leveranciers evenredig met hun capaciteitsverplichting.

*d) Capaciteitsgarantiemarkten en boetes*

208. De exploitanten van capaciteiten – d.w.z. zij die een certificatiecontract hebben gesloten – stellen een verantwoordelijke voor de certificatieperimeter aan die eventuele boetes verschuldigd is ten gevolge van afwijkingen tussen de capaciteitsgarantie en de reële beschikbaarheid die *a posteriori* worden vastgesteld.

209. Het aanhouden van een capaciteitscertificaat verleent geen enkel recht op de geproduceerde energie.

210. De leveranciers zijn onderworpen aan een administratieve sanctie, opgelegd door de CRE, in geval ze hun verplichtingen niet nakomen.

211. RTE berekent *a posteriori* het referentieverbruik van elke leverancier en deelt de capaciteitsverplichting mee. Deze verplichting is afhankelijk van het werkelijke verbruik van de klanten tijdens verbruikspieken (dagdeel van 7u tot 15u en van 18u tot 20u van de 10 tot 15 dagen met het hoogste verbruik in de winter (werkdagen van de maanden november tot maart) gesignaleerd door RTE op D-1 om 9u30 (dagen PP1)) gecorrigeerd met de gevoeligheid van het verbruik van het klantenbestand voor de temperatuur.

De capaciteitsverplichting weerspiegelt de bijdrage aan het uitvalrisico gedurende de meest kritieke periodes. De bijdrage van de afnemer aan het uitvalrisico is afhankelijk van zijn verbruik op die momenten.

212. Als de leverancier te veel capaciteitsgaranties aanhoudt, is hij verplicht ze te koop aan te bieden om de leverancier die er gebrek aan heeft *ex post* in staat te stellen ze te verkrijgen. Indien de leverancier niet over voldoende capaciteitsgaranties beschikt, krijgt hij een geldboete opgelegd.

213. Wanneer het totale verschil tussen het niveau van capaciteitsverplichting en het werkelijke capaciteitsniveau 2 GW bedraagt, komt de bevoorradingszekerheid in gevaar en geschiedt de afrekening van de verschillen tegen een gereguleerde prijs die 4 jaar van tevoren is gepubliceerd. Deze wordt vastgesteld op basis van de kosten op jaarbasis van het als referentie gekozen piekmiddel. Deze prijs is het plafond dat de capaciteitsprijs mag bereiken (op deze prijs zal het de leveranciers niet uitmaken om garanties aan te kopen of de boete te betalen). Het is de prijs die stulans is om in nieuwe capaciteiten te investeren.

Tabel 3: Afrekeningsprijs van de verschillen

| | **Sécurité d'approvisionnement menacée** (écart global < écart limite) | **Sécurité d'approvisionnement non menacée** (écart global ≥ écart limite) |
|---|---|---|
| **Prix de règlement des écarts négatifs** | Padmin | (1+K) x Prm |
| **Prix de règlement des écarts positifs** | (1-K) x Prm | (1-K) x Prm |

*Padmin : prix administré ; Prm : prix référence marché ; K : coefficient d'incitation (0,1)*

Bron : RTE[51]

### *e) De naleving van de richtlijnen inzake staatssteun*

214. Volgens informatie van de CREG werd dit mechanisme vooraf medegedeeld aan de Europese Commissie, die tot op heden geen onderzoek heeft gestart – onder voorbehoud van het onlangs aangekondigd sectoraal onderzoek.

### *f) Kosten voor de afnemer*

215. De kosten van de capaciteitsverplichting komen voor rekening van de temperatuurgevoelige afnemers, afhankelijk van de capaciteitsverplichting die hieruit voortvloeit voor hun leverancier.

De klant die weinig bijdraagt aan het piekverbruik (industriële afnemers) zal zeer weinig betalen en zou als winnaar uit de bus kunnen komen als hij zijn flexibiliteit verhoogt.

[51] Enkel beschikbaar in het Frans.

Hetzelfde geldt voor een afnemer die zich in piekperiodes kan afschakelen.

De totale kosten worden geraamd op 500 miljoen EUR per jaar.

*g) Beoordeling*

216. Het Franse mechanisme heeft de volgende voordelen:

- in tegenstelling tot het Engelse mechanisme, speelt de leverancier een actieve rol. Door rechtstreeks in contact te staan met zijn klanten, is hij beter in staat om innovatieve oplossingen te ontwikkelen;
- het feit dat het capaciteitscertificaat geen enkel recht verleent op geproduceerde energie, belet enige interferentie met de elektriciteitsmarkt.

Omgekeerd, naast de reeds gepresenteerde nadelen (zie hierboven, nr. 161), moet worden benadrukt dat de ontkoppeling van het inkomen van een eenheid op de energiemarkt en van het vermogen *windfall profits* zouden kunnen genereren tijdens piekperiodes.

### *IV.3.3.4 Italië – overgangsmechanisme*

217. Naar aanleiding van de *black-out* van 2003, werd in 2004 een voorlopig systeem voor de vergoeding van capaciteit ingevoerd in een context van schaarste aan productiemiddelen.

De eenheden die in aanmerking komen (weerhouden op basis van hun betrouwbaarheid) ontvangen:

- een basisvergoeding die vooraf wordt bepaald op basis van een raming van de beschikbaarheid van de eenheid gedurende een aantal kritieke dagen die één jaar van tevoren zijn geïdentificeerd door de netbeheerder (Terna) op grond van ramingen van vraag en aanbod;
- een supplement wanneer de gemiddelde gewogen prijs op de IPEX-beurs maximaal 20% lager is dan de gereguleerde prijs en indien de productie-eenheid zich in een zone bevindt die gekenmerkt wordt door lage prijzen.

218. Dit systeem vertoont drie belangrijke problemen:

- er bestaat voor de compensatie, die vooraf wordt vastgesteld op basis van de ramingen van vraag en aanbod en niet op basis van reële gegevens, geen

verband tussen de vergoeding van de capaciteit en de bijdrage aan de bevoorradingszekerheid ervan;

- er is geen boete voorzien ;
- het tijdelijke karakter van de maatregel houdt de investeringsbeslissingen tegen in afwachting van het definitieve mechanisme.

De financiering van de maatregel wordt gewaarborgd door een heffing van 0,5 EUR/MWh.

#### *IV.3.3.5 Italië – "definitief" mechanisme: Reliability options*

*a) Wetgevend proces*

219. Parallel aan dit overgangsmechanisme heeft Italië haar besprekingen met betrekking tot een CRM voortgezet. Het wetsbesluit 379/2003 heeft de te respecteren beginselen vastgesteld. Tussen 2008 en 2010 heeft de regulator (AEEG) 4 documenten met betrekking tot de criteria voorgelegd voor openbare raadpleging. In 2011 heeft hij die de door de transmissienetbeheerder (Terna) gehanteerd moeten worden om een gedetailleerd voorstel uit te werken (besluit 98/2011). De regulator heeft in 2012 zijn goedkeuring gegeven voor het door Terna uitgewerkte voorstel (besluit 482/2012). Dit voorstel werd vervolgens voorgelegd voor openbare raadpleging in de loop van het jaar 2013. De regulator heeft na afloop van deze raadpleging groen licht gegeven (besluit 2013/375/R/eel). Een decreet van de Minister van Economische Zaken van 30 juni 2014 heeft het voorstel goedgekeurd. Een eerste veiling wordt eind 2015 voorzien voor de levering tussen 2017 en 2020 (overgangsfase). Een tweede veiling wordt in 2016 voorzien voor de levering in 2021.

*b) Context*

220. Na een periode van stroomtekort, verkeert Italië nu in een situatie van productieovercapaciteit, omwille van de ongecoördineerde bouw van talrijke STEG-eenheden na een inefficiënte procedure voor de toekenning van vergunningen (de investeringen werden uitgevoerd waar ze werden geautoriseerd, niet daar waar ze nodig waren), in combinatie met een beleid voor massale steun aan hernieuwbare energiebronnen, een ongecoördineerde ontwikkeling van het net en productie-eenheden, evenals een beperking van de vraag.

Dit gebrek aan coördinatie van de investeringen en de wens om eenheden met overschotten te handhaven (in afwachting van de daling van het overschot en rekening houdend met de noodzaak om de *back-up* van hernieuwbare energiebronnen te waarborgen), evenals de

wens om een concurrentie tot stand te brengen, hebben de regulator (AEEG) ertoe aangezet een centraal capaciteitsvergoedingsmechanisme voor te stellen dat is gebaseerd op een veiling van *reliability call options* georganiseerd door de netbeheerder. Het mechanisme zou in 2015 moeten worden geïmplementeerd.

### *c) Doelstelling*

221. Het nagestreefde doel is dubbel: het economisch risico voor de producenten verkleinen en hen ertoe aanzetten te produceren tijdens de kritieke uren.

### *d) Werking*

*Identificatie van de behoefte*

222. Terna evalueert de jaarlijkse behoefte aan capaciteit voor de tien komende jaren, op basis van een probabilistische analyse (rekening houdend met de beschikbare capaciteit, de productiekosten, de capaciteiten aan de grenzen, ,…) en bepaalt het capaciteitsvolume dat nodig is om het vereiste niveau van bevoorradingszekerheid te waarborgen.

*Bepaling van de spitstechnologie*

223. Terna bepaalt ook elk jaar de marginale technologie. Het gaat om de technologie waarvan de gemiddelde vaste kost[52] de zwakste is in een lijst van piekproductietechnologieën die nodig zijn om de bevoorradingszekerheid te waarborgen.

*Vraagcurve*

224. Op basis van de *adequacy* analyse maakt Terna een vraagcurve door voor elk beschikbaar capaciteitsniveau (Q) een premieniveau (P) te identificeren.

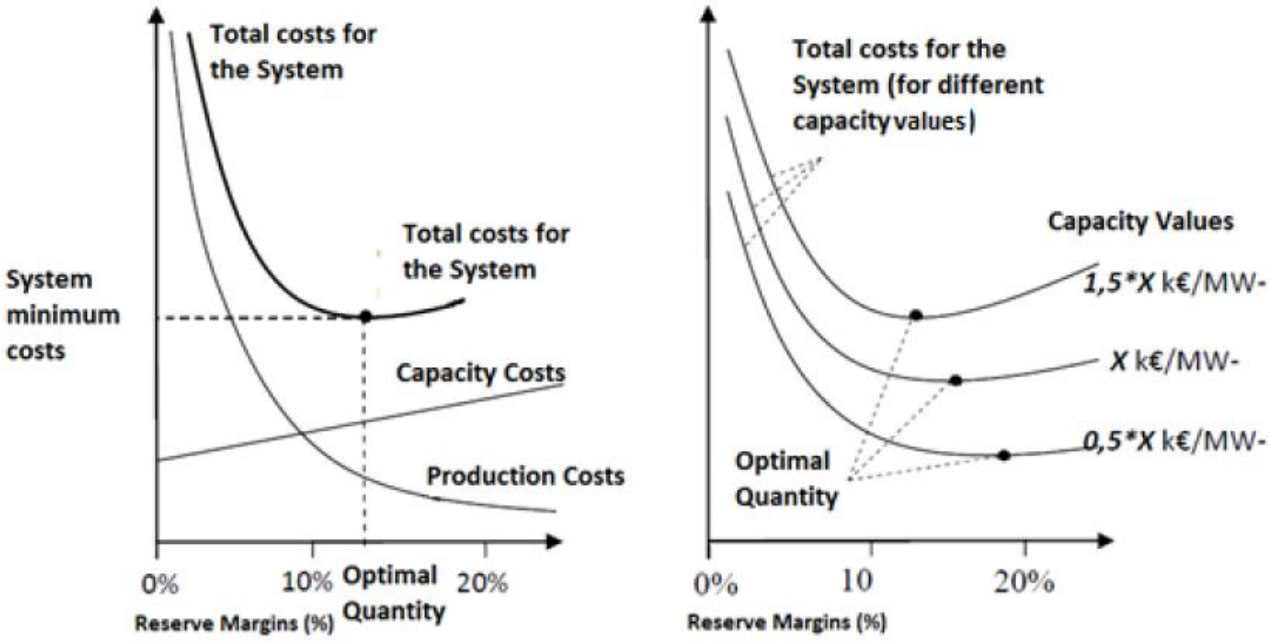
Het doel van deze curve is de dekking te waarborgen van de vaste kosten van alle in aanmerking genomen centrales.

De vraagcurve wordt op jaarbasis gedefinieerd door Terna. De bepaling ervan is een complexe zaak. Ze is afhankelijk van de VoLL en de LoLP[53]. Ze heeft als doel het evenwicht te vertegenwoordigen tussen de vergoeding van de toegekende capaciteit en de

[52] Formule voor de berekening van de kost van de marginale technologie
Vaste kosten = constructiekosten x1,1 x de European Power Capital Costs Index (EPCCI) -index die wordt gepubliceerd door IHS CERA x jaarlijks percentage van kapitaalvergoeding, uitgedrukt in nominale term rekening houdend met een levensduur van 25 jaar.
[53] = lost of load probability

maatschappelijke wil om te betalen. Het komt er dus op aan het evenwicht te bepalen tussen de vermindering van het risico op afschakeling en de kost van de bijkomende capaciteit bestemd om dit risico te verkleinen. De berekeningsvergelijking wordt zo opgebouwd dat de premie zakt naarmate de capaciteit in het systeem, stijgt.

Grafiek 3: Illustratie van de wijze waarop de vraagcurve wordt bepaald




- *Production Costs* C(CDP) - vertegenwoordigen de jaarlijkse kost voor de dekking van de vraag. Zij vertegenwoordigen de som van de productiekosten, de kost van de ingevoerde energie en van de VoLL.
- *Capacity Costs* – vertegenwoordigt het totaalbedrag dat door de producenten aan de netbeheerder wordt teruggestort wanneer de *spot*prijs hoger is dan de *strike price*.
- *Total Costs for the system* – deze curve combineert de twee vorige.

De premie is afhankelijk van het positieve verschil tussen de *spot price* en de *strike price*.

225. De waarde van de premie bepaald door het gebruik van de vraagcurve is de volgende:

$$P(CDP) = -\frac{\partial C(CDP)}{\partial CDP} + R(CDP)$$

De linkerterm is de waarde van de premie (P(CDP)). De rechterkant van de vergelijking bestaat uit twee termen. De eerste vertegenwoordigt de prijsvermindering (C(CDP)) te wijten aan de verhoging van de productiecapaciteit (deze is negatief want wanneer de productiecapaciteit stijgt, daalt de marktprijs; hij vertaalt het feit dat hoe groter de capaciteit in het systeem is, hoe lager de waarde is die wordt toegekend aan de niet gedekte last (VoLL), en hoe minder het nodig is dure centrales te activeren). De tweede term is de boete (R(CDP)) die wordt toegepast in geval van onbeschikbaarheid van de capaciteit. Het teken van deze term is positief omdat het risico gekoppeld aan de betaling van een hogere boete de premie gevraagd door de producenten doet toenemen.

Kortom, hoe meer de capaciteit toeneemt, hoe meer de gevraagde premie daalt; hoe meer het risico op boete stijgt, hoe meer de gevraagde premie stijgt.

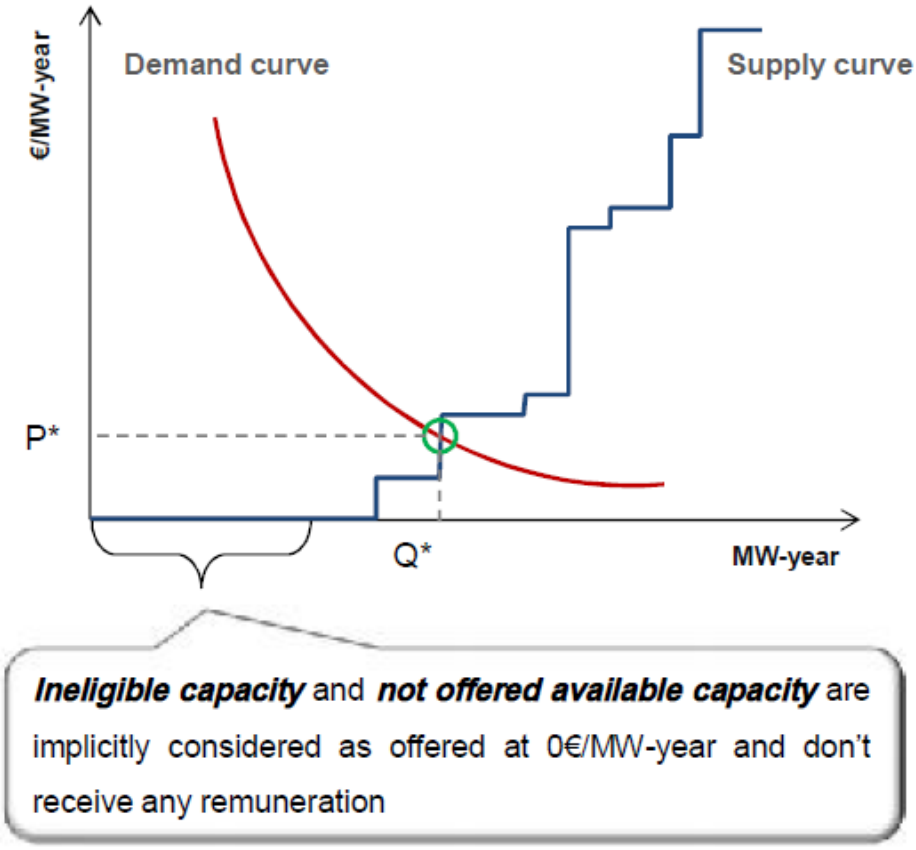
### *e) Hoofdveiling*

*226.* Vier jaar voor het jaar van levering schaft Terna zich deze capaciteit aan door een veiling te organiseren voor de toekenning van een premie. Het gaat om een dalende veiling van het type *pay as clear.*

De deelname aan de veiling is niet verplicht. Ze staat open voor elke nieuwe of bestaande capaciteit (productie en vraag) op voorwaarde dat ze programmeerbaar is en van geen enkel ander programma investeringsondersteuning geniet. De capaciteiten van geringe omvang kunnen alleen aan de markt deelnemen als ze samengevoegd zijn om de controle door Terna te vergemakkelijken. De capaciteit wordt gewogen door een beschikbaarheidspercentage.

227. De aanbieders worden tegen elkaar uitgespeeld voor de toekenning van een premie. Deze premie moet hen in staat stellen hun vaste kosten te dekken (rekening houdende met hun verwachte inkomsten op de elektriciteitsmarkt), zodat ze worden aangemoedigd hun eenheid niet te sluiten.

Grafiek 4: Veilingmechanisme




Bron: Terna

De deelnemers bieden een hoeveelheid capaciteit (Q*) aan voor een bepaald niveau van premie (P*).

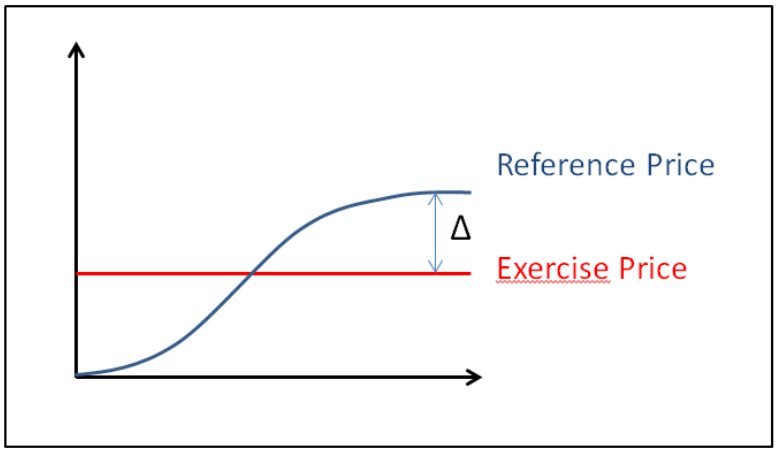
228. Na afloop van de veiling ondertekenen de geselecteerde deelnemers, vier jaar op voorhand, een contract voor drie jaar waarin hen de storting van de premie wordt toegekend die overeenstemt met de *clearing price* (in EUR/MW/jaar).

In ruil moeten zij:

- offertes indienen op de *day ahead*-markt en op de markt voor ondersteunende diensten en onevenwicht;

- aan Terna het positieve verschil storten tussen de referentieprijs (*day ahead*[54]-marktprijs) en een *strike price*. De door de netbeheerder berekende *strike price* is de variabele productiekost van de marginale technologie.

Schema 4: Illustratie van het terug te betalen bedrag




Schema 5: Financiële stromen

54

Each reliability option contract foresees a spot price for each hour of the delivery period calculated as follow:

| Quantity | | Spot price | |
|---|---|---|---|
| | | Offered price ≤ strike price | Offered price > strike price |
| Accepted on the Day-ahead market | | Price on the Day-ahead market (P_DAM) | |
| Presented but not accepted on the Day-ahead market (DAM) and not presented on the Dispatch Sevices Market (DSM) *or* Not presented on the DAM nor on the DSM | Adequacy system | Max (P_DAM; Max Price on the DSM) | |
| | Lack of adequacy system | VENF | |
| Presented and accepted on the DSM | | Strike price | Offered price |
| Presented but not accepted on the DSM | | | Max (P_DAM; Max Price on the DSM) |

Bron: Terna

229. Vanuit het standpunt van de producenten komt het erop neer een gedeelte van de winsten om te zetten die ze zouden hebben ontvangen tijdens scherpe prijsstijgingen in een stroom van stabiele en gewaarborgde inkomsten. Elke productie-eenheid waarvan de variabele kosten overeenstemmen met de *strike price* en waarvan de vaste kosten overeenstemmen met de premie hebben de waarborg dat ze al hun kosten dekken.

Schema 6: Illustratie van het vergoedingsmechanisme

Bron: Terna

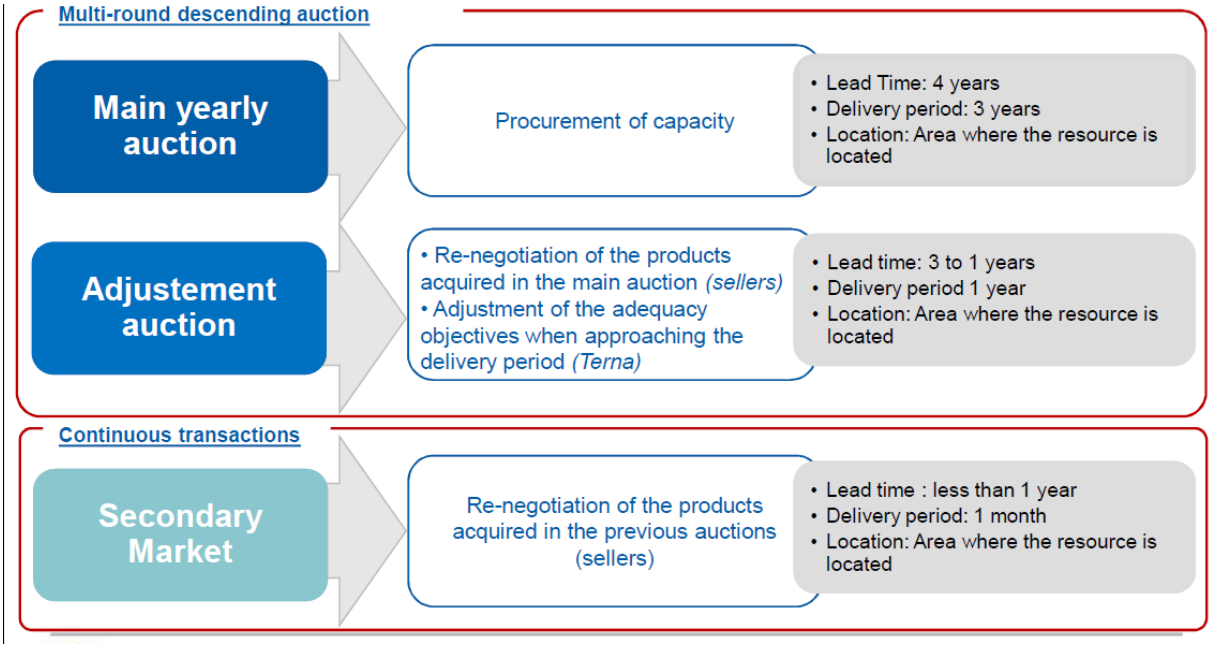
De verplichting om een gedeelte van de inkomsten die zijn gerealiseerd op de verkoop van de elektriciteit boven een bepaalde prijs, terug te storten, is verwant aan het *contract for difference*-mechanisme.

### *f) Boete*

230. Het mechanisme bevat een belangrijke stimulans om te produceren tijdens een periode van stroomtekort. Als de *strike price* wordt bereikt, stelt de producent die op dat ogenblik geen elektriciteit heeft verkocht, zich immers bloot aan de verplichting tot terugbetaling van een hoge prijs die niet zal worden gedekt door de opbrengst van de verkoop van de elektriciteit op de markt. Hij weet dus van bij het begin aan welk risico hij zich blootstelt door niet beschikbaar te zijn op de markt tijdens periodes van spanning van het systeem en kan dit risico afdekken.

*g) Aanpassingsveiling en secundaire markt*

Schema 7: Structuur van de markt




231. Naast de hoofdveiling wordt jaarlijks een secundaire veiling georganiseerd. Ze ligt dichter bij het jaar van levering en stelt Terna en de capaciteitshouders die tijdens de hoofdveiling zijn geselecteerd, in staat hun posities aan te passen.

Er wordt ook een secundaire markt voorzien die op weekbasis georganiseerd wordt om de houders van contracten in staat te stellen hun contracten te commercialiseren (*trading*).

*h) Kost*

De door Terna gedragen kost wordt afgewenteld op de eindgebruikers.

*i) Conformiteit met de richtlijnen inzake staatssteun*

232. Voor zover de CREG weet, werd dit mechanisme niet aangemeld bij de Europese Commissie; het is niet aan de CREG – ook niet op informele wijze – om de conformiteit ervan met de regels inzake staatssteun te beoordelen.

*j) Beoordeling*

233. Naast de hiervoor besproken voordelen biedt het *reliability options*-mechanisme de volgende voordelen:

- de financiële optie stelt de inkomsten van de producent veilig, wapent de markt tegen prijspieken en zet de producent ertoe aan te produceren wanneer het systeem er behoefte aan heeft;
- de boete wordt gedeeltelijk door de markt gedefinieerd.

Toch is er een nadeel aan verbonden: daar het een financiële optie is, moet er een controle worden uitgeoefend om te waarborgen dat ze gedekt is door een fysieke capaciteit die in staat is te produceren in piekperiodes.

## IV.4 Feedback

234. Als, zoals we hebben gezien, een aantal landen hebben geopteerd voor een vergoedingsmechanisme voor capaciteit of van plan zijn dit te doen, moet deze trend in elk geval worden genuanceerd met het oog op de niet altijd doorslaggevende resultaten waartoe deze mechanismen hebben geleid.

| | |
|---|---|
| US PJM | Het mechanisme moest herhaaldelijk worden aangepast alvorens het resultaten opleverde. Tijdens de koudegolf begin 2014 waren talrijke gecontracteerde capaciteiten niet beschikbaar, wat tot een nieuwe herziening van het systeem heeft geleid. |
| Spanje | Het mechanisme voor vergoeding van de capaciteit, gekoppeld aan een massale steun aan de RES en aan de economische crisis, hebben tot een overinvestering en tot een vermindering van de vergoeding geleid. |
| Frankrijk | Het mechanisme wordt ingevoerd met als voornaamste doel de *demand response* te ontwikkelen. Aangezien dit niet aangepast is om de investeringen te stimuleren wordt een aanvullend aanbestedingsmechanisme aangehouden om de verwezenlijking ervan de verzekeren. |
| Duitsland | In een situatie van overcapaciteit bestaat er geen politieke consensus voor de invoering van een capaciteitsmarkt.<br>De twee opties: verbeterde *energy only market* en CRM worden ter openbare inzage voorgelegd. De beslissing zal in 2015 worden genomen. |

| | |
|---|---|
| Nederland | Heeft gekozen voor een strategische reserve, maar achtte het niet nodig ze in te zetten (situatie van overcapaciteit). De keuze had betrekking op de goedkeuring van een energiepact dat op nationaal niveau werd overeengekomen. Daarin worden de oriëntaties op lange termijn van de sector vastgelegd en het zorgt voor een stabiel kader dat gunstig is voor investeringen. |
| VK | Past het eerste mechanisme dat het gebruikte, niet meer toe.<br>Grote voorzichtigheid bij de uitwerking van het nieuwe mechanisme. |
| Zweden | Is van mening dat het mechanisme van strategische reserve volstaat en heeft beslist het te verlengen (heeft ervan afgezien in 2020 uit het systeem te stappen om ernaar terug te keren in een *energy only market*). |
| Italië | Herziening van het huidige systeem. |

# IV.5 Moeilijkheden van implementatie van een CRM

## IV.5.1 Inachtneming van het Europees wettelijk kader – de materie van de staatssteun[55]

### *IV.5.1.1 Inleiding*

235. De invoering van een CRM brengt bijna onvermijdelijk de toekenning van een economisch voordeel met zich mee voor de actoren die ervan genieten. Daarom moet men bijzonder aandachtig zijn bij de uitwerking van het mechanisme, om te vermijden dat het wordt beschouwd als onverenigbaar met de bepalingen van Europees recht betreffende staatssteun.

236. Artikel 107.1 van het Verdrag betreffende de werking van de Europese Unie (hierna het 'VWEU') bepaalt dat '*door de lidstaten getroffen of op enigerlei wijze met staatsmiddelen gefinancierde steunmaatregelen die door begunstiging van bepaalde ondernemingen of bepaalde producties de mededinging vervalsen of dreigen te vervalsen, onverenigbaar zijn met de interne markt, voorzover deze steun het handelsverkeer tussen de lidstaten ongunstig beïnvloedt*'.

[55] De verenigbaarheid met de materie van de staatssteun is uiteraard niet de enige waarmee rekening dient te worden gehouden. Men moet zich er bovendien van vergewissen dat het toegepaste mechanisme onder andere de voornaamste principes in acht neemt die in Richtlijn 2009/72/EG staan, evenals, in voorkomend geval, de reglementering betreffende openbare aanbestedingen.

237. Ook als een steunmaatregel als staatssteun wordt gekwalificeerd, is hij niet noodzakelijk onverenigbaar met het VWEU. Artikel 107.2 somt eerst een bepaald aantal steunmaatregelen op die van rechtswege verenigbaar zijn met het VWEU. Artikel 107.3 beoogt dan weer andere steunmaatregelen, die als verenigbaar kunnen worden beschouwd omdat ze welbepaalde doelstellingen nastreven; deze steunmaatregelen worden door de Commissie vrijgesteld, ofwel volgens categorie, ofwel individueel.

In elk geval moet elke staatssteun vooraf worden aangemeld bij de Europese Commissie, behalve als hij daar uitdrukkelijk van vrijgesteld is. Als dat niet gebeurt wordt hij als illegaal beschouwd.

238. Zoals artikel 107.1 van het VWEU aangeeft, zijn de volgende criteria van toepassing om te kunnen spreken van staatssteun: de steun moet (i) toe te schrijven zijn aan de staat (d.w.z. dat hij hem zelf heeft voorzien en georganiseerd), (ii) rechtstreeks of onrechtstreeks worden toegekend uit staatsmiddelen, (iii) een voordeel opleveren (iv) voor bepaalde ondernemingen, (v) met als gevolg dat de mededinging en het handelsverkeer tussen de lidstaten wordt vervalst.

239. De CREG zou in het kader van de onderhavige studie niet over al deze criteria kunnen uitweiden. De materie van de staatssteun, net als die van de dienst van algemeen economisch belang, die er zoals we zullen zien mee verbonden is, is het voorwerp van talrijke discussies. De CREG beperkt zich hier met het geven van een overzicht van de vragen die men zich moet stellen met het oog op de invoering van een eventuele CRM in België; elke etappe van de redenering zal grondig moeten worden onderzocht.

In elk geval zou het, gezien de complexiteit van de materie, gepast zijn het steunmechanisme aan te melden, zelfs indien dat *in fine* zou ontsnappen aan de kwalificatie van staatssteun. Een dergelijke aanmelding lijkt des te meer opportuun daar de Europese Commissie onlangs publiekelijk haar bezorgdheid heeft geuit over de door diverse lidstaten genomen maatregelen om de toereikendheid van de productiecapaciteiten te verzekeren en hun verenigbaarheid met de reglementering betreffende staatssteun, en heeft daarom hierover een sectorale enquête gelanceerd[56].

[56] http://europa.eu/rapid/press-release_IP-15-4891_en.htm

#### *IV.5.1.2 Financiering door staatsmiddelen*

240. Met het oog op de invoering van een CRM moet eerst worden bepaald of het mechanisme gebruik maakt van staatsmiddelen.

241. Zoals de CREG hiervoor heeft vermeld was het Hof van Justitie hieromtrent van mening dat '*maatregelen die geen overdracht van staatsmiddelen omvatten onder het begrip hulp kunnen vallen'*, vanaf het ogenblik dat de voordelen zijn toegekend '*door een door die staat aangestelde of opgerichte openbare of privé-instantie met het oog op het beheren van de hulp'*[57]. Zo heeft het eenvoudige feit dat een door de staat gecontroleerde instelling een rol van tussenpersoon heeft met het oog op het toekennen van de bedragen aan de begunstigden van de hulp, tot gevolg dat de gemobiliseerde middelen worden gekwalificeerd als staatsmiddelen, trouwens ongeacht de oorsprong van deze fondsen.

242. Omgekeerd zal men niet spreken over staatssteun in de betekenis van het Europees recht wanneer het voordeel uitsluitend wordt gefinancierd door privémiddelen zonder tussenkomst van een openbare of door de staat gecontroleerde instelling, zelfs als dit voordeel door de staat is opgelegd. Dat is bijvoorbeeld het geval met een mechanisme van *feed-in tariffs* dat privé elektriciteitsbedrijven verplicht de elektriciteit die is geproduceerd uit hernieuwbare energiebronnen aan te kopen aan vastgelegde minimumprijzen, en de financiële last die uit deze verplichting voortvloeit, af te wentelen op andere privépersonen[58]. Dat is ook het geval met de groenestroomcertificatenreglementering in België, zoals het aanvankelijk was georganiseerd, namelijk de subsidiëring van hernieuwbare energiebronnen via een marktmechanisme ten laste van de elektriciteitsleveranciers en, *in fine*, de eindverbruikers. Hetzelfde geldt volgens de Europese Commissie voor het federale systeem dat een verplichting tot aankoop van groenestroomcertificaten oplegt aan de transmissienetbeheerder, aangezien Elia niet als een overheidsbedrijf wordt beschouwd, en de toeslag 'groenestroomcertificaat', bestemd om deze verplichting te financieren, langs geen enkel door de staat beheerd of aangesteld fonds gaat[59].

243. In haar beslissing over het Britse mechanisme van marktcapaciteit was de Europese Commissie van mening dat we wel degelijk kunnen spreken van steun in die zin dat de capaciteitsmarkt opgezet is door de Britse staat en wordt gefinancierd door een toeslag die op alle leveranciers wordt toegepast en wordt verzameld en herverdeeld door een openbare instelling die onder controle van de regering staat[60].

---

[57] HvJ-EU, 19 december 2013, zaak C-262/12, *Association Vent de Colère ! e.a.*, §§ 19-20.
[58] HvJ-EU, 13 maart 2001, zaak C-379/98, *PreussenElektra AG*, §§ 59-60.
[59] Europese Commissie, N 14/2002.
[60] Beslissing van de Europese Commissie, 23 juli 2014, n° C(2014) 5083 definitief, §§ 110-111.

244. Als het mechanisme geen staatsmiddelen inzet, hoeft het in principe niet vooraf bij de Europese Commissie te worden aangemeld.

### *IV.5.1.3 Toekenning van een voordeel – de kwestie van de DAEB*

245. Als het mechanisme integendeel effectief staatsmiddelen inzet, moet het, om als staatssteun te worden gekwalificeerd, een 'voordeel' opleveren voor degene die ervan geniet. Hiermee worden alle types voordelen bedoeld ; hetzij rechtstreeks (subsidies, dotaties, kapitaalinbreng, enz.), hetzij onrechtstreeks (fiscale vrijstellingen, levering van een goed of dienst, toekenning van een waarborg, enz.)[61].

246. In dat opzicht is men over het algemeen van mening dat, wanneer de overheidsfinanciering louter de vergoeding van een dienst van algemeen economisch belang (DAEB) vormt, in de betekenis van artikel 106, § 2 van het VWEU, dit geen staatssteun is en derhalve niet vooraf dient te worden aangemeld.

247. In zijn arrest *Altmark Trans*[62] heeft het Hof van Justitie de vier cumulatieve voorwaarden voor de toepassing van dit principe opgelegd:

> *'89. In de eerste plaats moet de begunstigde onderneming daadwerkelijk belast zijn met de uitvoering van openbaredienstverplichtingen en moeten die verplichtingen duidelijk omschreven zijn.* […]
>
> *90. In de tweede plaats moeten de parameters op basis waarvan de compensatie wordt berekend, vooraf op objectieve en doorzichtige wijze worden vastgesteld, om te vermijden dat de compensatie een economisch voordeel bevat waardoor de begunstigde onderneming ten opzichte van concurrerende ondernemingen kan worden bevoordeeld.* […]
>
> *92. In de derde plaats mag de compensatie niet hoger zijn dan nodig is om de kosten van de uitvoering van de openbaredienstverplichtingen, rekening houdend met de opbrengsten alsmede met een redelijke winst uit de uitvoering van die verplichtingen, geheel of gedeeltelijk te dekken.* […]
>
> *93. In de vierde plaats, wanneer de met de uitvoering van openbaredienstverplichtingen te belasten onderneming in een concreet geval niet is gekozen in het kader van een openbare aanbesteding, waarbij de kandidaat kan worden geselecteerd die deze diensten tegen de laagste kosten voor de gemeenschap kan leveren, moet de noodzakelijke compensatie worden vastgesteld op basis van de kosten die een gemiddelde, goed beheerde onderneming, die zodanig met vervoermiddelen is uitgerust dat zij aan de vereisten van de openbare dienst kan voldoen, zou hebben gemaakt om deze verplichtingen uit te voeren, rekening houdend met de opbrengsten en een redelijke winst uit de uitoefening van deze verplichtingen.* "

[61] L. VOGEL, *Droit européen de la concurrence*, Parijs, LawLex, 2010, p. 576 e.v..
[62] HvJ-EU, 24 juli 2003, zaak C-280/00, *Altmark Trans Gmbh*.

248. Dan moet op voorhand nog worden bepaald of men hier werkelijk kan spreken over een dienst van algemeen economisch belang. Wat elektriciteit betreft, is de rechtspraak van mening dat de openbaredienstverplichtingen, in de betekenis van artikel 3 van Richtlijn 2009/72/EG, het karakter van DAEB hebben dat wordt beoogd in artikel 106, § 2 van het VWEU. Artikel 3.2 van die richtlijn zegt:

> *'Met volledige inachtneming van de toepasselijke bepalingen van het Verdrag, met name artikel 86, mogen de lidstaten in het algemeen economisch belang aan elektriciteitsbedrijven openbaredienstverplichtingen opleggen, die betrekking kunnen hebben op de zekerheid, waaronder de leverings- en voorzieningszekerheid, de regelmaat, de kwaliteit en de prijs van de leveringen zijn begrepen* […]. *Deze verplichtingen zijn duidelijk gedefinieerd, transparant, niet-discriminerend en controleerbaar en waarborgen de gelijke toegang voor communautaire elektriciteitsbedrijven tot nationale consumenten waarborgen.* "

In verschillende arresten heeft het Hof van Justitie de voorwaarden opgelegd waaronder de openbaredienstverplichtingen kunnen worden opgelegd aan ondernemingen van de sector. Naast de naleving van de voorwaarden die uitdrukkelijk voorzien zijn door artikel 3.2 van Richtlijn 2009/72/EG is het Hof van Justitie van mening dat, overeenkomstig artikel 106, § 2 van het VWEU, het opleggen van openbaredienstverplichtingen conform moet zijn met het proportionaliteitsbeginsel, d.w.z. enerzijds dat de verplichting geschikt moet zijn om het nagestreefde doel te bereiken en anderzijds dat ze niet verder mag gaan dan wat nodig is om dit doel te bereiken[63].

249. De ODV kan worden opgelegd aan alle bedrijven van een sector of specifiek zijn; in dit geval kan ze ook worden toegekend in het kader van een niet-exclusieve open procedure[64]. Men kan dus gebruik maken van het ODV-stelsel zonder dat het toegepaste mechanisme noodzakelijkerwijze wordt opgelegd aan de bedrijven waarvoor het bedoeld is.

250. Zoals de CREG hiervoor heeft uiteengezet wordt een CRM in principe toegepast om het hoofd te kunnen bieden aan een risico gekoppeld aan de bevoorradingszekerheid. Deze doelstelling werd, zowel door de Europese Commissie als door de rechtbank van de Europese Unie, reeds erkend als een doelstelling van algemeen economisch belang[65]; in principe kunnen openbaredienstverplichtingen dus worden opgelegd met het oog op het behalen van deze doelstelling.

---

[63] HvJ-EU, 20 april 2010, zaak C-265/08, *Federutility;* HvJ-EU, 21 december 2011, zaak C-242/10, *Enel Produzione SpA*.
[64] Rechtb., 12 februari 2008, *BUPA*, T-289/03, § 179.
[65] Zie bijvoorbeeld Beslissing Com CE, N 475/2003, *CADA*, van 16 december 2003; Rechtb., 3 december 2014, *Castelnou Energia*, T-57/11, §§ 127 e.v.;

251. Daarmee willen we trouwens niet zeggen dat, onder het voorwendsel van het nastreven van een doelstelling van algemeen economisch belang zoals de bevoorradingszekerheid, de ODV om het even welke activiteit kan beogen. Daar het gaat om de bevoorradingszekerheid zou men zich bijvoorbeeld kunnen inbeelden dat er een ODV wordt opgezet, en vergoed met belastinggeld, krachtens dewelke alle producenten moeten produceren. In een beslissing die reeds werd vermeld met betrekking tot het systeem van *Capacity Payment* in Ierland, heeft de Europese Commissie aldus een onderscheid gemaakt tussen de 'normale capaciteit' en de 'reservecapaciteit': de eerste heeft betrekking op wat de markt wordt geacht spontaan te dekken onder normale marktomstandigheden, terwijl de tweede de capaciteit aanduidt waarvoor de marktdeelnemers niet bereid zijn te investeren, omdat ze alleen de uitzonderlijke periodes dekt gedurende dewelke de vraag het grootst is. Volgens de Commissie is de tussenkomst van de staat, via een openbaredienstverplichting, alleen denkbaar als ze alleen betrekking heeft op de reservecapaciteit[66].

252. In een meer recente beslissing, die betrekking heeft op het *contract for difference*-mechanisme met het oog op de bouw van een kerncentrale in Groot-Brittannië, heeft de Europese Commissie herhaald dat een bedrijf alleen kon worden belast met een ODV als het ging om een 'specifieke taak', namelijk het verlenen van diensten die een onderneming, als ze alleen aan haar eigen commercieel belang zou denken, niet op zich zou willen nemen, of in elk geval niet onder normale omstandigheden. Een ODV kan dus geen activiteit beogen die reeds op voldoende wijze wordt verzekerd door bedrijven die onder normale marktomstandigheden werken. Door vergelijking met de eerdere beslissing die werd goedgekeurd betreffende het systeem van *capacity payment* in Ierland merkt de Commissie op dat de te bouwen kerncentrale in dit geval niet bestemd is om reservecapaciteit te leveren, maar wel *baseload*-elektriciteit, en dat deze centrale bestemd zal zijn om op de markt te blijven; zij ziet dus geen enkele reden waarom geen enkele marktdeelnemer zou overwegen in een dergelijke centrale te investeren[67]. Ze besluit daaruit dat het toegepaste *contract for difference*-mechanisme niet bedoeld is ter compensatie van een openbaredienstverplichting die betrekking heeft op de bevoorradingszekerheid.

253. Samengevat: als het toegepaste stelsel kan worden gekwalificeerd als een DAEB, of als een openbaredienstverplichting, en de bedragen ontvangen door de perso(o)n(en) die ermee belast zijn effectief de loutere compensatie vormen van de kost van de ODV, spreken we niet van staatssteun in de betekenis van artikel 107.1 van het VWEU, en is de voorafgaande aanmelding bij de Europese Commissie niet vereist.

---

[66] Beslissing van de Europese Commissie, 16 december 2003, *CADA*, nr. 475/2003.
[67] Beslissing van de Europese Commissie, 18 december 2013, *Hinkley Point C*, nr. 34.947.

In de andere gevallen moet de financiering als een steunmaatregel worden beschouwd en moet de verenigbaarheid ervan met het VWEU door de Commissie worden beoordeeld. Daar het gaat om de toepassing van een CRM zal de beoordeling door de Commissie worden gedaan met inachtneming van de '*Richtsnoeren inzake staatssteun voor milieubescherming en energie voor de periode 2014-2020'* (hierna de 'richtsnoeren'), die onlangs bekend werden gemaakt.

#### *IV.5.1.4 De richtsnoeren*

254. De richtsnoeren die op 28 juni 2014 door de Europese Commissie werden gepubliceerd omkaderen met name de staatssteun ten gunste van de toereikendheid van de productiecapaciteiten; ze geven gevolg aan een mededeling van de Commissie betreffende specifiek de overheidssteun die wordt toegekend met het oog op het verzekeren van de toereikendheid van de capaciteiten[68] (hierna de 'mededeling van de Commissie').

255. Alvorens de eigenlijke voorwaarden van verenigbaarheid van het financieringsmechanisme van het CRM op te sommen eist de Europese Commissie dat de lidstaat de noodzaak van de steunmaatregel aantoont, onder meer aan de hand van de volgende elementen:

- de werkelijkheid en de effectiviteit van een probleem van toereikendheid van productiecapaciteit. Dit probleem moet worden gekwalificeerd en gekwantificeerd, en de lidstaat moet aantonen dat ze de analysetools die hiervoor noodzakelijk zijn, heeft ontwikkeld (§ 222)[69]; bovendien legt de Commissie, in haar voornoemde mededeling, de nadruk op het feit dat, overeenkomstig Richtlijn 2005/89/EG inzake maatregelen om de zekerheid van de elektriciteitsvoorziening en de infrastructuurinvesteringen te waarborgen, elk *adequacy* probleem moet worden meegedeeld aan de Europese Commissie;
- de redenen voor het *adequacy* probleem (§ 223);
- de onmogelijkheid om het *adequacy* probleem op te lossen, met name door de ontwikkeling van het beheer van de vraag en de interconnecties (§§ 220 en 224), of door de maatregelen bedoeld om de EOM te verbeteren[70].

[68] Europese Commissie, *Commission Staff working document. Generation adequacy in the internal electricity market – Guidance on public interventions*, SWD(2013) 438 definitief, 5 oktober 2013.
[69] Zie hieromtrent ook de beslissing van de Commissie betreffende de Britse capaciteitsmarkt, 23 juli 2014, nr. C(2014) 5083 definitief.
[70] Mededeling van de Commissie, pp. 12 tot 17.

Bovendien legt zij de nadruk op het belang van de duidelijke definitie van de door de lidstaat nagestreefde doelstelling (§ 221).

256. De richtsnoeren vermelden dat het gepaste karakter van de steun die in het CRM-mechanisme vervat zit, onder twee aspecten zal worden geëvalueerd:

- enerzijds vergoedt de steun alleen de eigenlijke capaciteit, en niet de verkoop van elektriciteit; met andere woorden, volgens de Commissie dient de steun alleen de door het productiebedrijf verrichte dienst van het gewoon '*beschikbaar houden van regel- en reservevermogen te vergoeden — d.w.z. de toezegging om in staat te zijn elektriciteit te leveren*' op een gegeven ogenblik (§ 225);
- anderzijds staat de steun open voor zowel de toekomstige als de bestaande producenten, en voor degene die '*substitueerbare technologieën'* gebruiken, zoals het beheer van de vraag of opslaginstallaties (§ 226).

In verband hiermee dient te worden opgemerkt dat de Commissie, in haar beslissing betreffende de Britse capaciteitsmarkt, haar analyse heeft afgewerkt door ook na te gaan of het voorgestelde mechanisme wel coherent was met de andere ontwikkelingen van de markt en meerbepaald de binnenlandse elektriciteitsmarkt, en dat ze rekening had gehouden met de wijze waarop de interconnectiecapaciteiten konden bijdragen tot het *adequacy* probleem[71].

257. Volgens de richtsnoeren moet de steun die aan het CRM wordt verbonden een stimulerend effect hebben, d.w.z. dat hij de begunstigde ertoe moet aanzetten zijn gedrag te veranderen; *'de steun mag niet de kosten subsidiëren van een activiteit die een onderneming sowieso zou moeten maken, noch mag deze een vergoeding zijn voor het normale zakelijke risico van een economische activiteit*' (§ 49).

258. De steun moet trouwens proportioneel zijn. Volgens de richtsnoeren bestaat een goede manier om zich ervan te vergewissen dat het rendement verkregen door de begunstigden redelijk blijft, erin dat er een inschrijvingsprocedure wordt georganiseerd, gebaseerd op duidelijke, transparante en niet-discriminatoire criteria. Het mechanisme moet trouwens maatregelen bevatten die bestemd zijn om het ontstaan van onverwachte winsten te voorkomen ('*windfall profits*') (§§ 228 e.v.).

259. Tot slot moet het steunmechanisme negatieve effecten van steun op de mededinging en het handelsverkeer vermijden. De maatregelen mogen met name (§ 233)

[71] *Ibid*., § 130.

prikkels om te investeren in interconnectiecapaciteit niet afzwakken, noch de marktkoppeling aantasten. Zij mogen investeringsbeslissingen in productie die van vóór de maatregel dateren, niet ondermijnen of marktdominantie niet versterken, en zij dienen ten slotte, bij gelijkwaardige technische en economische parameters, de voorkeur te geven aan koolstofarme producenten.

Volgens de Europese Commissie zouden alle technologieën aan het CRM moeten kunnen deelnemen, inclusief *demand response* en opslag; de uitsluiting van een bepaalde technologie zou alleen kunnen worden toegestaan op voorwaarde dat wordt aangetoond dat de technische kwaliteiten van deze technologie het probleem van de toereikendheid van de productiecapaciteiten niet kunnen oplossen.

Bovendien moeten de marktdeelnemers van andere lidstaten aan het mechanisme kunnen deelnemen, op voorwaarde dat deze deelname materieel mogelijk is, d.w.z. op voorwaarde dat '*het vermogen beschikbaar [kan] worden gesteld aan de lidstaat die de maatregel ten uitvoer legt en de in de maatregel beschreven verplichtingen [kunnen] worden afgedwongen*' (§ 232).

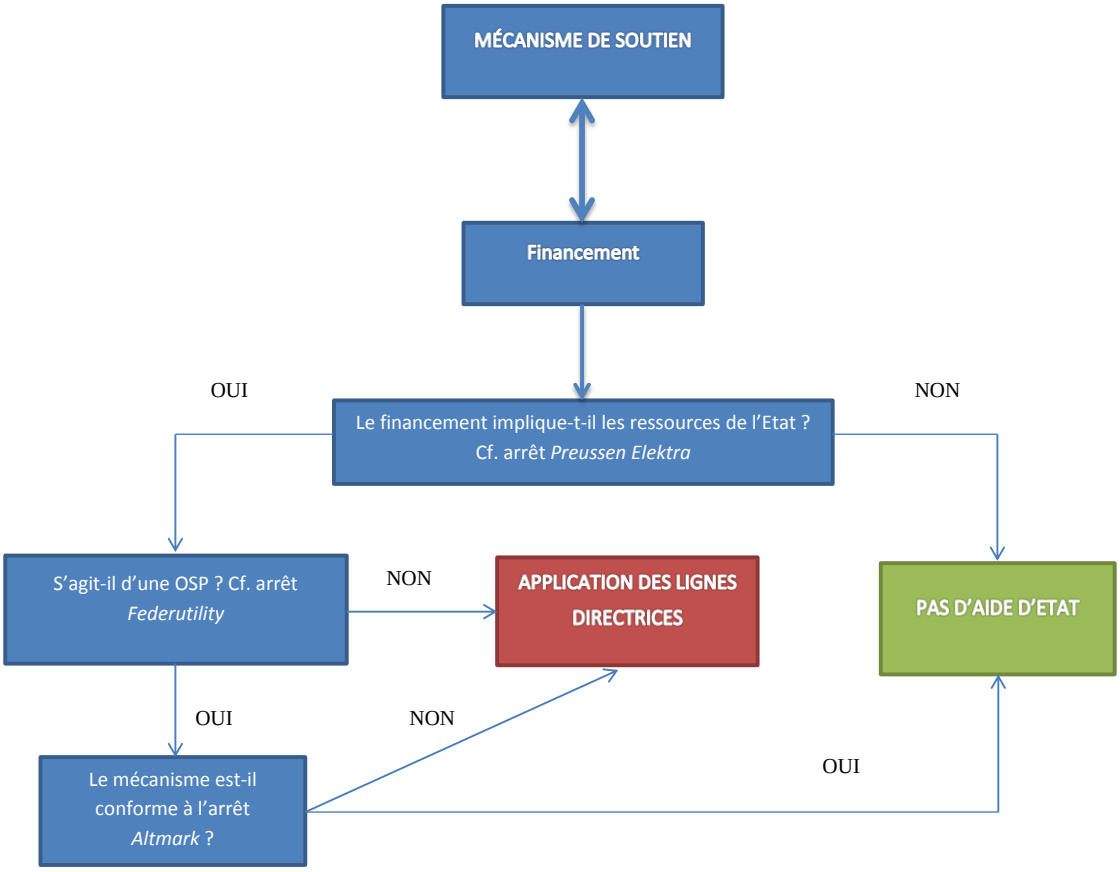
260. De CREG wil, ten slotte, in herinnering brengen dat de controle door de Commissie van de verenigbaarheid van een steunmaatregel voor haar de uitoefening van een discretionaire bevoegdheid vormt. Daarom kan de Commissie een positieve beslissing nemen over een steunmaatregel, zelfs al stemmen de kenmerken van deze steunmaatregel niet perfect overeen met de eisen die in de richtsnoeren staan; dat was trouwens het geval voor de beslissing van de Commissie betreffende de Britse capaciteitsmarkt, waarin – met name – de eisen betreffende de deelname van de marktdeelnemers van andere lidstaten en betreffende de beperking van de vergoeding tot louter de capaciteit niet werden nageleefd.

De Commissie kan hieromtrent rekening houden met de engagementen van de lidstaten teneinde het mechanisme te verbeteren.

Men kan uiteraard bij de rechtbank van de Europese Unie, en vervolgens bij het Hof van Justitie, beroep aantekenen tegen de beslissing van de Commissie; het is evenwel constante rechtspraak dat de Commissie, bij de uitoefening van haar bevoegdheden, over een zeer ruime beoordelingsbevoegdheid beschikt en de rechterlijke toetsing die eraan kan worden verbonden, noodzakelijkerwijze beperkt is.

Het volgende schema vat de hierboven voorgestelde analyse samen.

Schema 8: Europees wettelijk kader – staatssteun




## IV.5.2 Risico's verbonden aan een ontwerpfout

### *IV.5.2.1 Gevolgen voor de werking van de elektriciteitsmarkt*

261. De aandacht moet gevestigd worden op de mogelijke verstoring van de elektriciteitsmarkt die een mechanisme van capaciteitsvergoeding:

- als het ontwerp onvolkomen is, kan het creëren van een capaciteitsmarkt naast een energiemarkt nefaste interferenties tussen deze twee markten teweegbrengen en het prijssignaal op de *commodity*-markt verstoren, wat leidt tot een niet optimaal gebruik van de bestaande capaciteiten en de interconnecties. De kosten van het systeem kunnen in dat geval groter zijn dan de winsten. Het zet een rem op de integratie van de markten en zorgt voor concurrentievervalsing tussen buurlanden als de tenuitvoerlegging niet op Europees niveau wordt overlegd.

#### *IV.5.2.2 Risico dat het resultaat niet wordt behaald*

262. Een slecht uitgewerkt CRM zal het *adequacy* probleem niet oplossen.

#### *IV.5.2.3 Risico op buitensporige kosten*

263. Dit risico is wel degelijk reëel als de concurrentie op de twee markten onvolmaakt is (zoals bijvoorbeeld risico op uitoefening van een marktmachtpositie bij de dominante spelers), in die mate dat de asymmetrie van informatie tussen de producent en de autoriteiten groot is.

De overschatting van de behoefte aan capaciteit kan een overinvestering teweegbrengen die de energiemix nodeloos duur maakt.

Een CRM waarbij meer capaciteit dan nodig ter beschikking van de markt behouden blijft, vermindert de volatiliteit van de prijzen die noodzakelijk is voor de ontwikkeling van de flexibiliteit (met name de opslag en de *demand response*).

Aangezien de elektriciteits- en flexibiliteitsmarkten reeds een vergoeding van de capaciteit bevatten is het risico op dubbele vergoeding reëel.

264. De niet-gecoördineerde invoering van een CRM tussen verschillende landen houdt het risico in van opbod om de investeringen aan te trekken.

De subsidie wordt de motor van de investeringen die niet het gevolg zijn van marktmechanismen. Het is dus zeer moeilijk er een einde aan te maken.

De invoering van een CRM is een langdurig, zwaar en dus duur administratief proces.

#### *IV.5.2.4 Risico dat de ideale energiemix niet wordt bereikt*

265. Een CRM kan de klassieke thermische centrales begunstigen.

Ditt brengt geen oplossing voor de RES die verder gesubsidieerd zullen moeten blijven. Dit biedt dus slechts een gedeeltelijke oplossing voor het probleem van rentabiliteit van de productiecapaciteiten.

#### *IV.5.2.5 Risico voor de bevoorradingszekerheid op korte termijn*

266. In afwezigheid van overgangsmaatregelen zal dit elke investeringsbeslissing tijdens de invoering ervan blokkeren en zo het probleem van bevoorradingszekerheid op korte termijn verergeren.

#### *IV.5.2.6 Reguleringsonzekerheid*

267. Het CRM veroorzaakt een reguleringsonzekerheid die gekoppeld is aan de mogelijke aanpassingen en aan de werkingsduur.

# V. OMZETTING NAAR DE BELGISCHE MARKT

268. in het geval dat, na afloop van een analyse van de capaciteitsbehoefte aan op middellange termijn – een analyse die voldoet aan alle eisen die door de Europese Commissie worden gesteld –, blijkt dat België niet zonder grote investeringen kan, zou de invoering van een vergoedingsmechanisme voor de capaciteit noodzakelijk kunnen blijken om zich ervan te vergewissen dat deze nieuwe capaciteiten effectief beschikbaar zullen zijn wanneer de markt er behoefte aan heeft.

269. Zonder één welbepaald CRM-mechanisme voor te stellen, behandelt onderhavig hoofdstuk eerder de etappes van de denkoefening over dit onderwerp, evenals elementen van het *design* ervan.

270. Men moet trouwens aandachtig zijn voor het feit dat de loutere vermelding van de implementatie van een mechanisme van de capaciteitsvergoeding , of van elke andere vorm van ondersteuningsmechanisme, de maatregel onvermijdelijk kan maken, zelfs op een markt die over voldoende investeringsprojecten beschikt. Elk debat hierover is immers van aard de investeringsbeslissingen uit te stellen van zodra het CRM-mechanisme het vooruitzicht van bijkomende inkomsten biedt.

## V.1 Etappes van de denkoefening

271. Schematisch weergegeven is de keuze van een CRM gestoeld op het antwoord op verscheidene vragen:

- Hoeveel vertrouwen heeft de overheid in het privé-initiatief?
- In welke mate wenst de overheid controle over het CRM?
- In welke mate wenst de overheid het investeringsrisico over te dragen naar de gemeenschap?

### V.1.1 Hoeveel vertrouwen heeft de overheid in het privé-initiatief?

272. Opteren voor de voortzetting van het huidige model (EOM + strategische reserve) veronderstelt vertrouwen in het privé-initiatief.

Het zou In dit verband verkeerd zijn te zeggen dat de markt niet gereageerd heeft op de huidige situatie . Deze reactie heeft eenvoudigweg niet de vorm aangenomen van een traditionele investering, maar van beperkte investeringen in uiteenlopende capaciteiten: de leveranciers/ARP evenals de aggregatoren hebben de flexibiliteit van de vraag ontwikkeld; er werden noodgeneratoren geïnstalleerd op industriële sites, enz. Anderzijds heeft GdF Suez onlangs afgezien van de sluiting van bepaalde centrales. Ten slotte wijst de zwakke reactie van de prijzen die werd waargenomen op een relatief vertrouwen van de deelnemers op de markt, ondanks het vooruitzicht van kortstondige prijspieken.

273. Indien de analyse van de behoeften op middellange termijn geen capaciteitstekort op grote schaal vaststelt dan kan geopteerd worden het huidige model, dat rust op het privé-initiatief, , mits ongetwijfeld bepaalde verbeteringen, redelijkerwijze vooropgesteld worden. Met deze optie rust het investeringsrisico op de investeerder en niet op de gemeenschap. Ze biedt ook het voordeel dat er innoverende oplossingen worden gevonden.

274. Deze situatie blijft oncomfortabel voor de overheid, die noch het moment, noch het type van de investering onder controle hebben, maar ondanks alles verantwoordelijk blijft voor de bevoorradingszekerheid.

Het is dan ook begrijpelijk dat zij in de EOM de voorkeur geven aan een mechanisme dat meer stabiliteit en voorspelbaarheid biedt, evenals een betere coördinatie.

275. Toch dient erop te worden gewezen dat het CRM op de markt niet algemeen aanvaard worden. Behalve de exploitanten van klassieke centrales, Elia en diens

aggregatoren, zijn de andere respondenten van de openbare raadpleging, van mening dat het huidig kader volstaat (voor meer details, zie bijlage 1).

### V.1.2 In welke mate wenst de overheid controle over het CRM?

276. Als de overheid haar rol wenst te beperken tot het vaststellen van een te capaciteitsvolume, waarbij de keuze van de middelen wordt overgelaten aan de marktdeelnemers, is een CRM van het type *capacity obligation* geschikt. Het is dan aan de leverancier (of aan de ARP) om zelf zijn *adequacy* te verzekeren.

277. Als de overheid daarentegen controle wenst over de omvang en de samenstelling van het productiepark, en op het moment waarop de investeringen worden uitgevoerd, dan is de keuze van een CRM met unieke koper van het type *capacity auction* aangewezen, waarbij de overheid de capaciteiten verwerft, terwijl de ARP/leverancier zich tevreden stelt met het dekken van de kost van het mechanisme.

### V.1.3 In welke mate wenst de overheid het investeringsrisico over te dragen naar de gemeenschap?

278. In het uiterste geval, geeft een CRM de investeerder de garantie om de totaliteit van zijn investeringskosten en zijn vaste werkingskosten te dekken. Zijn risico is dus beperkt tot het exploitatierisico en tot de boete voor onbeschikbaarheid. De gemeenschap draagt het hele investeringsrisico.

Wanneer een eenheid bijdraagt tot de bevoorradingszekerheid, en dus onder het algemeen belang valt, kan de producent er niet totaal vrij over beschikken (bijvoorbeeld vastgelegde sluitingsvoorwaarden) en kan een verdeling van de risico's met de gemeenschap vooropgesteld worden.

Trouwens, hoe groter de waarborg, hoe gemakkelijker de financiering van de investering zal zijn en hoe kleiner de financieringskosten en de risicopremies zullen zijn.

279. Als voor de implementatie van een CRM geopteerd wordt, is een voorafgaand overleg met alle marktdeelnemers noodzakelijk opdat de voorgestelde oplossing rekening zou houden met de vermelde bezwaren (bijvoorbeeld: is niet nodig, onderdrukt prijspieken, genereert *windfall profits*, subsidieert centrales die niet aangepast zijn aan de behoefte, is duur, verstoort de markt, maakt subsidiëring onontbeerlijk).

# V.2 Vooraf

## V.2.1 Identificatie van de behoefte op middellange termijn

280. Het gaat om een sleutelelement dat in het eerste hoofdstuk aan bod kwam.

## V.2.2 Precieze identificatie van de doelstelling

281. Een CRM mag dan al diverse problemen willen oplossen, de uiteindelijke doelstelling van elke CRM is identiek, namelijk de toereikendheid van de productiemiddelen verzekeren om periodes van tekort en met name de bevoorradingsonderbrekingen die daar het gevolg kunnen van zijn, te vermijden.

*Bevoorradingszekerheid…*

De doelstelling zou zijn om in België te beschikken over een voldoende grote productiecapaciteit die bijdraagt tot het evenwicht van de zone op het stuk van *adequacy*, naar analogie met de engagementen inzake balancering.

282. Rekening houdend met de ontwikkeling van de intermitterende RES in het systeem zou een CRM de ontwikkeling van een performant productiepark moeten bevorderen, d.w.z. waarvan de variabele productiekosten gering zouden zijn (om een geschikte plaats te verwerven in de *merit order* en zijn inkomsten op de elektriciteitsmarkt maximaal op te drijven), die flexibel zou zijn (om de winsten op de kortetermijnmarkten en de ondersteunende diensten te maximaliseren) en waarvan een hoge graad van beschikbaarheid gewaarborgd zou zijn aaneen geringe vaste kost teneinde de bevoorradingszekerheid met de kleinste kost te verzekeren. Dit park zou de integratie van de hernieuwbare productie te vergemakkelijken door deze productie een krachtige back-up te verzekeren.

Een gunstig investeringskader zou voldoende snel een capaciteitsbehoefte moeten signaleren teneinde de cycli van over- en onderinvesteringen af te vlakken en de investeerders een bepaalde waarborg op de toekomstige inkomsten te geven, zodat de financiering van de projecten vergemakkelijkt wordt en de kosten ervan worden verminderd.

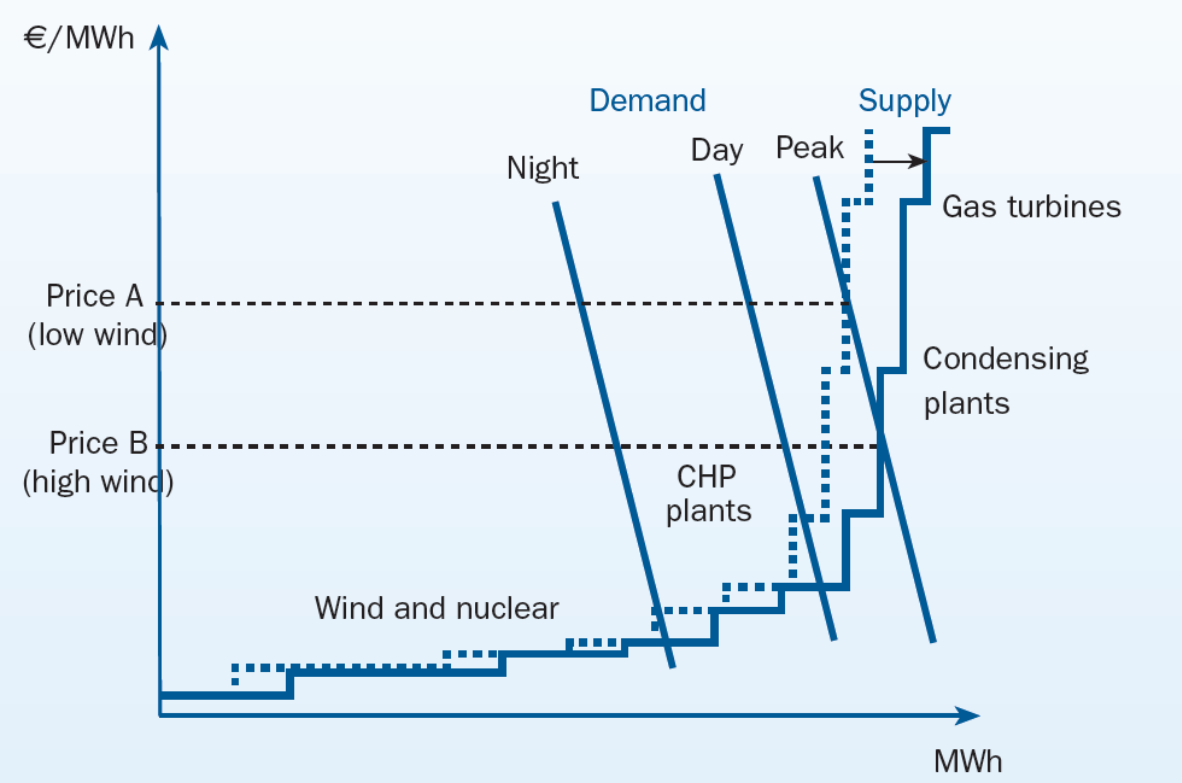
*…en niet rentabiliteit van het productiepark*

283. Het doel moet niet zijn de rentabiliteit van STEG-centrales te verzekeren als andere, minder dure productiemiddelen het vereiste niveau van bevoorradingszekerheid kunnen

waarborgen. De STEG-centrales worden immers gekenmerkt door de relatief geringe vaste kosten en hoge variabele kosten, waardoor zij alleen een plaats verwerven in de *merit order* in periodes van semibasis of semipiek, wanneer de verkoopprijzen van de elektriciteit op de *day ahead*-markt voldoende zijn om deze kosten te dekken.

284. Gegeven de structurele evoluties van de markt verkleint de te dekken restvraag en wordt ze volatieler. Deze centrales zullen dus eerder in marginale gevallen worden gebruikt. Hun rentabiliteit op lange termijn is dan ook alleen verzekerd als de marktprijs het mogelijk maakt een marge op de variabele kosten te verdienen die voldoende groot is om de vaste kosten te dekken. Hoe meer het aantal werkingsuren en de geproduceerde energie dalen, hoe hoger de marge die op de verkochte kWh moet worden verdiend om de vaste kosten te dekken.

Schema 9 – Illustratie van de invloed van de RES op de *merit order*




Welnu, de bestaande STEG-centrales worden steeds minder geactiveerd gezien de daling van de elektriciteitsprijs die op de beurzen wordt waargenomen, waardoor de variabele kosten steeds minder kunnen worden gedekt. Deze prijsvermindering wordt verklaard door de beschikbaarheid van minder dure middelen voor elektriciteitsbevoorrading (waarvan sommige gesubsidieerd zijn).

In deze omstandigheden zal de bijdrage van deze centrales tot de bevoorrading van het land en tot het verlenen van de ondersteunende diensten steeds meer worden beperkt en moet de capaciteitsvergoeding bijna alle vaste kosten dekken.

Deze structurele wijziging van de markt heeft de neiging minder kapitaalintensieve technologieën te begunstigen.

## V.3 Essentiële elementen van het *design*

285. Kort samengevat, vergt een capaciteitsmechanisme de evaluatie van een gepast capaciteitsniveau en een stimulans om deze capaciteit te leveren. Het gaat om een betrouwbare en flexibele stimulans die, , de vorm aanneemt van een inkomen voor de beschikbare capaciteit voor de producenten en, voor de vraag, een vergoeding voor de niet verbruikte energie.

286. De eerste vragen die men zich moet stellen om de elementen van het *design* van een CRM te definiëren zijn de volgende:

- Moet het mechanisme gebaseerd zijn op de prijzen of op de volumes?
- Moet het mechanisme specifiek zijn voor bepaalde capaciteiten of veralgemeend voor alle capaciteiten?
- Moet het mechanisme gecentraliseerd of gedecentraliseerd zijn?

287. Toch mag men niet uit het oog verliezen dat elke optie haar voor- en nadelen heeft; het welslagen van een CRM heeft vooral te maken met de details van het ontwerp ervan en met de waarborg op een stabiel inkomen die geboden wordt.

De CREG stelt vast dat er bij de deelnemers aan de openbare raadpleging geen unanimiteit bestaat ten gunste van één CRM. De voorstellen zijn de volgende:

- *Capacity auction*: EdF, GdF Suez, aggregatoren, Elia, FEBEG (of *capacity obligation*);
- *Reliability auction*: Enel;
- *Contract for difference*: T Power (is geen CRM maar een mechanisme van het type zoals dat is opgenomen in de aanbesteding)
- *Capacity obligation* zoals dat in Duitsland is voorgesteld door VKU en BDEW: Essent.

### V.3.1 Op prijzen of op volumes gebaseerd mechanisme?

288. Volgens de CREG moet, van zodra de nagestreefde doelstelling de *adequacy* is, het resultaat gewaarborgd zijn op het vlak van volumes.

Daar waar een op prijzen gebaseerd beveiligingssysteem de capaciteitshouders weliswaar meer waarborgen biedt, heeft de ervaring van de bevordering van hernieuwbare energiebronnen door gewaarborgde tarieven voor de aankoop van energie aangetoond hoe moeilijk het was een correcte prijs vast te leggen en die voldoende snel aan te passen om overmatige winsten en de overtollige volumes die daaruit voortvloeien, te vermijden.

De mislukking van het systeem van de quota voor $CO_2$-uitstoot illustreert evenwel de moeilijkheid van een op volumes gebaseerd systeem om een in de tijd stabiele vergoeding te waarborgen. Door deze onzekerheid zou geen enkele nieuwe investering worden uitgevoerd. Deze onzekerheid kan evenwel worden weggenomen door de ondertekening van een contract over een periode die aangepast is aan de aard van de investering (cf. Brits systeem) of door het waarborgen van deelname aan de volgende veilingen met een gewaarborgd minimumprijsniveau. Deze laatste optie zou de voorkeur krijgen.

### V.3.2 Veralgemeend mechanisme voor alle capaciteiten (bestaande en nieuwe) of mechanisme gericht op bepaalde capaciteiten?

289. *A priori* lijkt de keuze voor een mechanisme specifiek voor de capaciteiten van afschakeling, de centrales van het type STEG, OCGT, turbo-jet en opslagcapaciteiten te worden gerechtvaardigd door het feit dat het gaat om centrales die zich aan het eind van de *merit order* bevinden op de *commodity*-markt en dus minder vatbaar zijn om een inframarginale rente te realiseren.

290. De RES zouden kunnen worden uitgesloten rekening omwille van de specifieke steunmaatregelen waarvan zij genieten.

291. Toch moeten er lessen worden getrokken uit twee recente ervaringen.

Zowel de strategische reserve als de aanbesteding vormen immers specifieke mechanismen. De eerste staat alleen open voor productie-eenheden die hun sluiting hebben aangekondigd met als gevolg, in zekere mate, de versnelling van aankondigingen van sluitingen (*slippery slope*). Het tweede mechanisme stond alleen open voor nieuwe STEG-centrales of OCGT die een bijkomende capaciteit vertegenwoordigden, wat ertoe

heeft geleid dat recente centrales van hetzelfde type beroep hebben aangetekend wegens concurrentievervalsing.

292. Daarom is de CREG van mening dat, om de degelijkheid van het mechanisme te verzekeren en elk risico op concurrentievervalsing te vermijden, het mechanisme veralgemeend zou moeten worden tot alle capaciteiten die bijdragen tot de bevoorradingszekerheid. Dat is trouwens het standpunt dat de Europese Commissie heeft opgenomen in de richtsnoeren (§ 226). Voor de *adequacy* is het type capaciteit (namelijk elk middel voor productie, afschakeling en opslag) immers niet doorslaggevend. Het is de waarschijnlijkheid van de aanwezigheid ervan in een periode van spanning in het systeem dat telt.

293. Het aanbod beperken tot één type technologie neemt elk vooruitzicht weg op echte concurrentie tussen technologieën, die een verschillende kost hebben, maar die aan dezelfde werkingscriteria voldoen (zoals het beheer van de vraag en de productie-eenheden met open cyclus).

Deze beperking belemmert de ontwikkeling van alternatieve, innoverende, minder dure oplossingen, die meer gelijklopen met de toekomstige werking van de markt en waarvan de gevolgen zullen moeten worden gedragen op middellange en lange termijn.

294. Om de *adequacy* op lange termijn te verzekeren is het trouwens essentieel dat de projectcapaciteiten kunnen worden geïntegreerd. Om hen in staat te stellen aan het systeem deel te nemen moeten de contracten verscheidene jaren op voorhand worden ondertekend – een periode van vier jaar (cfr. FR en VK) lijken in dit verband een goed compromis te vormen tussen enerzijds de duurtijd van de verwezenlijking van een project en anderzijds de precisie van de evaluatie van de behoeften.

295. Gezien bepaalde technologieën de komende jaren mogelijk grote evoluties zullen ondergaan, pleit de CREG voor het opteren voor een CRM die neutraal is op technologisch vlak. Als dat niet het geval is, bestaat er, naast het risico op discriminatie, een risico op blokkering van de technologische ontwikkeling die over enkele jaren op doeltreffende manier kan tegemoet komen aan het Belgische elektriciteitssysteem.

296. Om de concurrentie en de integratie van de RES te bevorderen zouden gezamenlijke offertes kunnen worden toegestaan (RES + opslag bijvoorbeeld), op voorwaarde dat de door het mechanisme toegekende vergoeding wordt afgetrokken van de toegekende subsidies.

297. Voor zover de deelname aan het mechanisme de deelnemers blootstelt aan beperkingen en boetes moet zij facultatief kunnen zijn (deze capaciteiten zouden dan aan een nulprijs worden aangeboden op de capaciteitsmarkt).

Overgangsmaatregel

Dit punt is bijzonder delicaat.

Naast het behoud van de strategische reserve zou een mechanisme kunnen worden voorzien, met als doel om de investeringen die zijn gestart vóór de implementatie van het mechanisme een vergelijkbare behandeling te waarborgen. Zo niet zou in de tussentijd geen enkel project worden ontwikkeld, wat een echt risico oplevert voor de bevoorradingszekerheid op korte termijn.

### V.3.3 Gecentraliseerd of gedecentraliseerd mechanisme?

298. De gedecentraliseerde benadering sluit weliswaar beter aan bij de werkwijze van de andere markten (*forward*, *day ahead*, *intraday*) die gebaseerd zijn op bilaterale contracten, wettelijk gezien valt de bevoorradingszekerheid echter onder de verantwoordelijkheid van de overheid.

De evenwichtsverantwoordelijken (ARP) moeten inderdaad op korte termijn toezien op het evenwicht van het systeem door de gelijkheid tussen hun injecties en afnames te verzekeren, maar de verantwoordelijkheid van de ARP is beperkt tot hun klantenportefeuille, waardoor ze geen algemeen overzicht hebben over de markt op het niveau van de zone.

299. Een gecentraliseerd systeem lijkt dus meer geschikt: het biedt meer transparantie dan de bilaterale uitwisselingen; het principe van de unieke aankoper vermijdt de rompslomp van een systeem van verplichtingen dat aan de leveranciers wordt opgelegd (zoals in Frankrijk); de certificatie en de controle hebben alleen betrekking op de capaciteiten. Het maakt bovendien de toekenning van contracten op langere termijn aan de nieuwe capaciteiten mogelijk.

In een mechanisme met de unieke koper heeft de concurrentie betrekking op de toekenning van het aanvullend inkomen, in ruil waarvoor de houder van vermogen zich ertoe verbindt beschikbaar te zijn tijdens periodes van spanning in het systeem.

## V.4 Modaliteiten van het *design*

### V.4.1 Prekwalificatie van de capaciteit

300. Een voorafgaande certificatie van elke capaciteit is noodzakelijk, evenals de vastlegging van het niveau van betrouwbaarheid door technologie, afhankelijk van historische gegevens van aanwezigheid op de piek. Bij groepsoffertes moet rekening kunnen worden gehouden met het effect van onderlinge versterking.

Hiertoe zal een register van capaciteitshouders worden aangelegd.

### V.4.2 Bepaling van de vraagcurve

301. In een gecentraliseerd mechanisme is het opstellen van een vraagcurve waarschijnlijk een van de meest ingewikkelde en meest gevoelige elementen.

Het gaat er immers om tegelijk de waarde uit te drukken die door de consumenten wordt toegekend aan de bevoorradingszekerheid, prijslimieten vast te leggen, de aanvullende inkomsten te verzekeren die noodzakelijk zijn om de verwezenlijking van de marginale investering mogelijk te maken rekening houdende met de verwachte inkomsten op de energiemarkten en de ondersteunende diensten, en *windfall profits* te vermijden.

Het prijssignaal op deze markt zou de schaarste van de capaciteit in een periode van spanning op het systeem weerspiegelen teneinde:

- de mogelijkheid te geven aan bestaande capaciteiten die onrendabel zijn geworden op de elektriciteitsmarkt, maar noodzakelijk zijn tijdens de kritieke uren van het jaar om het gewenste niveau van bevoorradingszekerheid van het land (voornamelijk de klassieke thermische centrales) te garanderen op de markt te blijven;
- voldoende vroeg een signaal te geven dat de behoefte aan nieuwe investeringen aangeeft; dit signaal moet op voldoende lange termijn zijn om waarborgen te bieden omtrent de rentabiliteit;
- het signaal te geven dat het systeem geen behoefte meer heeft aan bijkomende capaciteit (de prijs zou naar nul moeten neigen);
- het signaal te geven dat de minder performante centrales de markt verlaten.

Zoals de CREG hiervoor heeft benadrukt, houdt de elektriciteitsmarkt van het type *paid as cleared* reeds een vergoeding van de capaciteit in. Met de invoering van een CRM dient dus het middel te worden gevonden om deze inkomsten te neutraliseren. Dat kan door uit de vraagcurve de geraamde inkomsten uit de verkoop van elektriciteit en de verlening van ondersteunende diensten af te leiden.

302. Het mechanisme van de financiële optie (*reliability options*) is in dit verband bijzonder interessant. Het voorziet immers dat de inkomsten uit de verkoop van elektriciteit boven de overeengekomen prijs (*strike price*) worden teruggegeven. Op die manier wordt de schaarsterente teruggestort voor elke MW die tijdens de veiling is gecontracteerd wanneer de referentieprijs de variabele kosten van de marginale eenheid overschrijdt. De premie die in ruil voor de optie wordt ontvangen, stemt dus overeen met het verschil tussen de totale vaste kosten van de capaciteit en de inframarginale rente.

Toch ligt de moeilijkheid in de keuze van de referentiemarkt. De enige markt die een voldoende liquiditeit biedt, is immers de *day ahead*-markt, maar die is te ver verwijderd van de reële tijd om de schaarste aan het licht te brengen.

303. Net zoals in het Engelse systeem zouden afzonderlijke prijsplafonds kunnen worden vastgelegd, naar gelang of het gaat om een bestaande eenheid of een nieuwe eenheid.

### V.4.3 Veiling

#### *V.4.3.1 Type veiling*

304. Een veiling die betrekking heeft op de hele capaciteit biedt meer transparantie (de capaciteiten die van het mechanisme zijn uitgesloten of die niet wensen deel te nemen worden aan een nulprijs aangeboden).

Een vergoeding van het type *pay as bid* (die momenteel wordt gebruikt voor de strategische reserve) lijkt op het eerste gezicht meer gepast in die mate dat ze de *windfall profits* kan beperken. Toch moet, op een markt waar het leeuwendeel van de capaciteiten in bezit is van een zeer beperkt aantal exploitanten, een zeer bijzondere waakzaamheid aan de dag worden gelegd voor misbruik van marktdominantie. Dit systeem stimuleert exploitanten immers om de prijs van het aanbod op te drijven. In een systeem van het type *paid as cleared* heeft de aanbieder geen enkel belang bij het overdrijven van zijn prijs (met uitzondering van houders van marginale centrales). De waarde van elk type capaciteit wordt dus beter door de markt aan het licht gebracht.

305. De grootste uitdaging bij de organisatie van een veiling in België is de beperkte omvang van de markt en het zeer kleine aantal capaciteitshouders. Om de liquiditeit te vergroten moet een bijzondere aandacht worden besteed aan het wegwerken van de barrières voor de komst van nieuwe marktdeelnemers. Wij herhalen in dit verband de richtsnoeren van de Europese Commissie het belang benadrukken van de deelname aan het mechanisme van een voldoende groot aantal marktdeelnemers, waardoor een concurrentiële prijs kan worden vastgelegd voor de capaciteiten, en haar wens dat het mechanisme de marktdominantie niet buitensporig versterkt (§§ 232-233).

#### *V.4.3.2 Frequentie van de veilingen*

306. Een jaarlijkse veiling bevordert de integratie van nieuwe technologieën zodra ze een plaats in de *merit order* weten te verwerven.

#### *V.4.3.3 Aantal veilingen*

307. Een hoofdveiling gehouden verscheidene jaren voor de datum van de levering moet worden gevolgd door éénn tot twee secundaire veilingen wanneer het jaar van levering nadert, zodat de unieke koper zijn evaluatie van het volume kan bijstellen en de kopers hun positie kunnen bijstellen in functie van de evaluatie van het piekverbruik van hun klantenportefeuille.

308. Door de secundaire veilingen kunnen ook de vraag en de capaciteiten die tijdens de hoofdveiling niet in aanmerking zijn genomen, deelnemen. Een secundaire markt is ook nodig om de bilaterale uitwisselingen mogelijk te maken.

#### *V.4.3.4 Aard van het uitgewisselde product*

309. Het kan gaan om een trekkingsrecht (met effectieve productie), een beschikbaarheidsgarantie of een financiële optie (*call option*). De CREG herhaalt evenwel dat, volgens de richtsnoeren van de Europese Commissie, het steunmechanisme in principe geen verkochte energie kan vergoeden, maar uitsluitend de capaciteit (§ 225).

### V.4.4 Looptijd van de contracten

310. De looptijd van de contracten is een compromis tussen een noodzakelijke liquiditeit/competitie op elke veiling en de garantie van stabiliteit van de inkomsten die nodig is om de financiering van nieuwe projecten te vergemakkelijken. Niettemin moet de

investeerder een deel van het investeringsrisico dragen. Een langere looptijd voor de nieuwe projecten biedt het voordeel dat de gevraagde prijs, en dus ook de slotprijs die aan alle deelnemers wordt gestort, wordt verlaagd indien dit aanbod marginaal is. Een goed compromis zou kunnen zijn een contract van 3 jaar toe te kennen waarbij een garantie hoort om een minimumprijs op de volgende veilingen te verkrijgen.

### V.4.5 Beschikbaarheidsverplichting

311. In ruil voor de inkomsten verbindt de producent zich ertoe beschikbaar te zijn tijdens vooraf meegedeelde piekperiodes. Een korte kennisgevingstermijn bevordert de flexibele capaciteiten en stelt de markt in staat zo kort mogelijk bij de reële tijd te handelen.

312. Die verplichting moet gepaard gaan met controles en er moet een sanctie verbonden zijn bij onbeschikbaarheid.

313. In Groot-Brittannië maakt de verplichting tot produceren de effectieve controle van de beschikbaarheid mogelijk. Het nadeel is dan wel dat men interfereert met de *dispatching* van de centrales in functie van de *merit order,* waardoor het risico ontstaat dat de productiemiddelen niet optimaal gebruikt worden.

314. Het mechanisme van de financiële optie is in dit opzicht zeer interessant. De houder van de optie moet het positieve verschil tussen de referentieprijs (prijs op de referentiemarkt) en de *strike price* terugbetalen. Dat stimuleert hem om zijn capaciteit beschikbaar te stellen in periodes van spanning van het systeem. De stimulans vloeit voort uit het feit dat de capaciteitshouder zijn positie kan afdekken door zijn capaciteit op de referentiemarkt aan te bieden. Omgekeerd moet de producent, in geval van onbeschikbaarheid, het verschuldigde bedrag terugbetalen zonder dat hij zijn capaciteit heeft kunnen verkopen.

Het mechanisme legt een bovengrens vast voor het inkomen van de producent die de optie heeft verkocht. Hij legt echter geen grens vast voor de marktprijs, die nog steeds hoge toppen kan scheren in een periode van schaarste en daardoor een stimulans kan vormen voor de afschakeling en voor een voldoende hoog inkomen voor de capaciteiten die niet door een optie gedekt zijn. Het is dus altijd de prijs per kWh die de *dispatching* van de productie-eenheden bepaalt.

### V.4.6 Dekking van de kost

315. Er zijn twee oplossingen mogelijk: enerzijds een uniforme verdeling van de aankoopprijs van de capaciteit door de unieke koper op basis van de verbruikte kWh, anderzijds het aanrekenen van de kost aan de consumenten in functie van hun bijdrage tot het risico op uitval van het systeem.

In een gedecentraliseerd systeem wordt aan de leverancier een capaciteitsverplichting opgelegd. Hij moet dus capaciteit kopen om de piek van het verbruik van zijn klanten te dekken. Hij speelt een actieve rol en wordt rechtstreeks aangespoord om maatregelen te nemen om deze piek te verminderen en zo zijn verplichting te verkleinen.

In een gecentraliseerd systeem speelt de leverancier een passieve rol. De kostprijs van de capaciteit wordt op hem afgewenteld. Als deze aanrekening wordt gerealiseerd op basis van de aanwezigheid op de piek van zijn klantenportefeuille zal hij niettemin ook worden gestimuleerd om de afschakeling te bevorderen om de kosten te drukken. Toch zou een dergelijke verdelingswijze als gevolg kunnen hebben dat de kosten eerder op de residentiële consumenten worden afgeschoven.

### V.4.7 Afschaffing van de strategische reserve

316. Een capaciteitsmechanisme mag niet naast de strategische reserve staan, maar moet ze vervangen.

### V.4.8 Overgangskarakter of nieuw model voor marktwerking

317. De vraag van het tijdelijk of structureel karakter van een eventuele CRM is ingewikkeld. Enerzijds laten de actoren die de invoering van een dergelijk mechanisme ondersteunen duidelijk verstaan dat het zou moeten gaan om een echte – en duurzame – herstructurering van de markt, waarin de producent niet meer uitsluitend wordt vergoed voor de *commodity* en de flexibiliteit, maar ook voor de terbeschikkingstelling van capaciteit. , Zoals de CREG hiervoor reeds heeft benadrukt, maakt de lange en complexe invoering van een dergelijk mechanisme op zichzelf de afschaffing ervan reeds moeilijk.

Anderzijds kan het systeem van CRM in principe alleen maar tijdelijk zijn, of het nu de vorm aanneemt van een openbaredienstverplichting[72] of van staatssteun[73].

[72] HvJ-EU, arresten *Federutility* en *Enel Produzione*, reeds aangehaald.

318. In haar mededeling over de toereikendheid van capaciteit preciseert de Commissie dat het ingevoerde mechanisme op zijn minst regelmatig moet worden geëvalueerd:

> *'This [regular] review should include an assessment of progress toward addressing the underlying market and regulatory failures and include a roadmap explaining the expected duration of the need for the mechanism […]. '* (p. 28)

In haar beslissing betreffende de Britse CRM heeft de Europese Commissie vastgesteld dat Groot-Brittannië een toestemming had gevraagd om het mechanisme in te voeren voor een looptijd van tien jaar, zonder de uiterste datum ervan te vermelden, maar heeft zij benadrukt dat het mechanisme aan een dubbele evaluatie moest worden onderworpen. Hieromtrent werden geen andere eisen gesteld..

Mogelijke evoluties van een gecentraliseerd mechanisme naar een gedecentraliseerd mechanisme

Het mechanisme van de optie zou deze evolutie van de unieke koper naar een gedecentraliseerde benadering mogelijk maken zodat, als de technologie het op een dag mogelijk maakt, elke consument zelf het betrouwbaarheidsniveau kan vastleggen dat hij bereid is te vergoeden. Dat kan alleen als de automatische loskoppeling van elke consument kan worden bereikt (*smart meters*)vanaf de prijs die hij vastlegt..

## V.5 Impact op de factuur van de eindconsument

319. In theorie zou een goed ontworpen CRM, waarvan de capaciteitsdoelstelling, die lange tijd op voorhand is aangekondigd, zou overeenstemmen met wat de markt spontaan zou hebben geleverd en die de inschrijvers zou selecteren na afloop van een echte mededingingsprocedure, voor de consumenten niet veel duurder zijn dan het huidige systeem. De aanwezigheid van een capaciteit die als onontbeerlijk wordt beschouwd voor de bevoorradingszekerheid zou immers alleen verzekerd zijn als deze haar kosten dekt en een voldoende rentabiliteit genereert.

Het mechanisme kan echter duur blijken te zijn als het de overcapaciteit vergoedt.

Een goed ontworpen CRM verstoort de werking van de elektriciteitsmarkt niet. Immers, zowel in de EOM als in aanwezigheid van een CRM:

[73] L. VOGEL, *op. cit.*, p. 620.

- wordt een eenheid (in principe) pas geactiveerd wanneer de variabele kosten ervan gedekt zijn;
- krijgt de eenheid ook een vergoeding voor de ter beschikking gestelde capaciteit (in de EOM: via de inframarginale rente, de schaarsterente en de vergoeding van de reservering van de ondersteunende diensten, in het CRM via een aanvullend inkomen).

Niettemin, als het CRM meer capaciteiten in het systeem behoudt, bestaan de periodes van tekort aan capaciteit in principe niet meer. De schaarsterente verdwijnt dan en wordt vervangen door een constante inkomstenstroom. De prijspieken verdwijnen en de prijzen zijn stabieler, wat de ontwikkeling van de flexibiliteit bemoeilijkt.

## V.6 Grensoverschrijdende samenwerking

320. In afwezigheid van een gemeenschappelijk mechanisme op Europees niveau is de openstelling van het mechanisme voor interconnecties of voor in het buitenland gelegen capaciteiten een delicaat probleem dat moet worden opgelost. Daar de interconnecties niet assimileerbaar zijn met de capaciteit zou het logischer zijn de rechtstreekse deelname van de capaciteiten mogelijk te maken. Toch is het met de huidige stand van zaken moeilijk de effectieve beschikbaarheid ervan te garanderen.

321. Een criterium van bevoorradingszekerheid dat gemeenschappelijk is voor de zone zou kunnen worden vastgelegd. Rekening houdende met de invoer, het asynchronisme van de verbruikspieken, de congesties van het net,… zou het mogelijk zijn de minimumbehoefte aan betrouwbare capaciteiten van elk land te bepalen om het SoS-niveau te bereiken dat op de schaal van de zone vereist is. Het zal elk land dan vrij staan ze op zijn eigen manier te gunnen.

# VI. CONCLUSIE

322. Na afloop van de openbare raadpleging, de ontmoeting met verschillende marktdeelnemers, de analyse van de werking van de Belgische markt (*Energy Only Market*), meer bepaald in combinatie met de strategische reserve en het onderzoek van de strategieën en modellen die in verschillende Europese landen ontwikkeld zijn, komt de CREG tot de volgende conclusies.

## VI.1 Wat betreft de marktwerking

### VI.1.1 Vaststellingen

323. De CREG heeft vooreerst de werking van de markt geanalyseerd met als doel verbeteringen te identificeren die snel kunnen worden ingevoerd voor een betere *adequacy*. Deze conclusies zijn als volgt:

- Afgezien van de onzekerheden met betrekking tot marktintegratie, doelstellingen op het gebied van hernieuwbare energie, energie-efficiëntie, opslag, enz. is het duidelijk dat de onzekerheden rond de kerncentrales Doel 3, Tihange 2, Doel 1 en Doel 2, evenals het vooruitzicht van een mogelijke verlenging van kerneenheden na 2025, elke investeringsbeslissing in de weg staan. Deze onzekerheden moeten zo snel mogelijk moeten worden weggenomen om een gunstig investeringsklimaat te scheppen;
- De marktspelers schatten het risico om op korte termijn te worden geconfronteerd met *adequacy* problemen lager in dan Elia, die dit risico hoger inschat. De CREG is van mening dat de analyse van de behoeften op korte termijn voor verbetering vatbaar is en daarom ook verbeterd moet worden (grotere transparantie van de hypotheses, het model en de resultaten; ontwikkeling van het model om met name rekening te houden met de flexibiliteit van de vraag; probabilistische benadering voor het in rekening brengen van de interconnectiecapaciteit, …);
- Een betrouwbare analyse ten aanzien van de behoeften op middellange termijn (5 tot 10 jaar) ontbreekt;
- De marktprijzen reageren inderdaad op aankondigingen die kunnen leiden tot een stroomtekort (zoals een onvoorziene onbeschikbaarheid van een kerncentrale), maar alleen tijdelijk en niet, zoals men zou kunnen verwachten,

permanent. Volgens de CREG is het tijdelijke en niet-permanente karakter van de reactie van de prijzen niet zozeer te wijten aan marktfalen, maar waarschijnlijk aan het feit dat de zone overcapaciteit heeft en/of dat extra capaciteit op de markt komt als gevolg van de reactie van de marktprijzen.

- De productie van Belgische gaseenheden is minder competitief dan de productie ingevoerd uit de buurlanden;
- De prijspieken tijdens momenten van schaarste of stroomtekort zijn inherent aan een gezonde marktwerking,. Ze zijn noodzakelijk om de rentabiliteit van de productie-eenheden te waarborgen, vooral die van de steeds minder producerende gaseenheden. Aangezien prijspieken weinig invloed hebben op de meerderheid van de consumenten, waarvan de vraag niet flexibel is (hetzij omdat ze een contract met vaste prijs hebben of omdat hun contract met variabele prijs wordt geïndexeerd op een gemiddelde van de *forward*-prijs of de *day ahead*-prijs), kan een toestand van stroomtekort optreden tijdens extreme weersomstandigheden.

### VI.1.2 Voorstellen van verbeteringen

324. Naast de noodzaak om een gunstig investeringsklimaat te scheppen (stabiliteit van het energiebeleid, marktinformatie), zijn de voorgestelde verbeteringen van de marktwerking de volgende:

Verbeteringen op korte termijn:

- Versterking van het prijssignaal op lange termijn (verhoging van de liquiditeit op de *forward*-markt, creatie van een *forward peak load*-segment) en op korte termijn (verbetering van de liquiditeit op de *intraday*-markt, deelname van de vraag en noodgroepen aan de markt, ontwikkeling van *metering* op kwartierbasis en *submetering*, bevordering van de integratie van de hernieuwbare bronnen in de markt);
- Het opheffen van concurrentienadelen, bijvoorbeeld (i) door de verlaging van de onevenwichtsprijs voor productie-eenheden buiten de strategische reserve, tijdens een structureel tekort (onevenwichtstarief van 4500 EUR/MWh), en dit, teneinde hun financiel risico in geval van een onvoorziene uitval te verminderen, en/of (ii) door de invoering van een voordeliger onevenwichtstarief voor de *stand alone*-producenten*;*

- Ontwikkeling van de interconnectiecapaciteit, zonder uit het oog te verliezen dat de openstelling van de grenzen bestaande capaciteit in België kan vernietigen en de invoerafhankelijkheid van het land kan verhogen;
- Ontwikkeling van het beheer van de vraag en de opslag die de behoefte aan productiecapaciteit kunnen terugdringen;
- Optimaal gebruik van het netwerk om de voor de markt beschikbare capaciteit te maximaliseren;
- Versterking van de verantwoordelijkheid van ARP's en leveranciers, zodat ze hun verplichtingen nakomen.

# VI.2 Wat betreft de strategische reserve

## VI.2.1 Vaststellingen

325. De CREG is van mening dat de strategische reserve op dit moment een onmisbare aanvulling is op de EOM, aangezien het de fysische gevolgen van een stroomtekort op de markt te vermijdt. De strategische reserve is derhalve een onmisbaar vangnet op korte termijn dat op vier manieren bijdraagt aan de bevoorradingszekerheid:

- De reserve houdt eenheden, die anders om economische redenen buiten werking gesteld zouden zijn, ter beschikking van het systeem;
- het risico van een verhoging van het onevenwichtstarief naar 4.500 EUR in geval van structureel tekort zet evenwichtsverantwoordelijken (ARP) aan tot het waarborgen van hun bevoorrading. Dit perspectief heeft tijdens de winterperiode 2014-2015 met name de ontwikkeling van capaciteit op korte termijn mogelijk gemaakt (contracten voor onderbreekbare capaciteit, noodgroepen);
- de activeringsprocedure van de strategische reserve biedt vooraf een signaal van onevenwichtssignaal aan de markt;
- het onevenwichtstarief van 4.500 EUR/MWh tijdens een *structural shortage*, evenals de overgang van productie-eenheden uit de markt naar de strategische reserve zorgen voor een verbetering van de rentabiliteit van de eenheden in de markt en bevorderen de investeringen. De terugtrekking van bepaalde eenheden uit de markt verhoogt immers de vooruitzichten op hoge prijzen, wat de rentabiliteit verbetert van de eenheden die in de markt blijven (zie aankondiging van de voortzetting van de exploitatie van eenheden waarvan de beslissing tot

stillegging was aangekondigd). De eenheden hebben in de strategische reserve weliswaar de garantie om hun kosten te dekken, maar kunnen op de markt geen winsten uit de prijspieken meer behalen; wanneer de marktomstandigheden verbeteren, worden ze bijgevolg aangezet om terug te keren.

Het mechanisme van strategische reserve compenseert echter niet de afwezigheid van prijssignalen op lange termijn in de markt, die het maken van investeringen toelaten, en kan alleen duurzaam functioneren als de markt over voldoende capaciteit beschikt om in normale omstandigheden aan de vraag te voldoen. Het is derhalve gebaseerd op de veronderstelling dat de markt zelf voorziet in de noodzakelijke capaciteit.

### VI.2.2 Voorstellen van verbeteringen

326. De CREG is van mening dat de volgende verbeteringen moeten worden aangebracht in het mechanisme van de strategische reserve:

- Betere analyse van de behoeften op korte termijn (zie boven), door onder andere de toewijzing van een adviesbevoegdheid aan de CREG in de verschillende fasen van de opstelling ervan;
- Definitie van de voorwaarden waaronder een eenheid die deelneemt aan de strategische reserve kan terugkeren naar de markt;
- Uitbreiding van de strategische reserve met nieuwe mogelijkheden inzake vraagbeheer (onder andere *submetering*), met andere productiecapaciteiten dan enkel deze die uit dienst worden genomen, waardoor nieuwe capaciteit kan worden gecreëerd (onder andere noodgroepen, mobiele eenheden die zich buiten de markt bevinden);
- Verbetering van de flexibiliteit van het mechanisme (bijv. het meer dan een jaar van tevoren opstellen van contracten met eenheden, de mogelijkheid tot herziening van de benodigde volumes in functie van de omstandigheden, …).

## VI.3 Wat betreft de beperkingen van het huidige systeem

327. Zelfs in de veronderstelling dat het huidige systeem kan zorgen voor de aanpassing en vernieuwing van het productiepark, zou deze transformatie traag en turbulent kunnen zijn, aangezien deze transformatie alleen mogelijk is na een vermeerdering van de prijspieken waardoor voldoende marktsignalen worden gegeven om investeringsbeslissingen voor grote eenheden te initiëren.

Bovendien zou de onzekerheid over de beschikbaarheid van een groot deele van het Belgische nucleaire productiepark een verhoogd risico op de bevoorradingszekerheid kunnen veroorzaken.

328. Het gaat feitelijk om het vinden van een balans tussen de drie doelstellingen met betrekking tot de opwekking van elektriciteit, te weten de milieu- en economische doelstellingen en de doelstellingen inzake bevoorradingszekerheid.

Om de milieudoelstelling te bereiken, heeft België de intermitterende productie van hernieuwbare energie massaal gesubsidieerd en afstand genomen van de steenkooleenheden. Om de economische doelstelling te bereiken, investeert België substantieel in internconnectiecapaciteit (+3.300 MW) die haar in staat stelt te beschikken over goedkope elektriciteit geïmporteerd uit buurlanden. Deze maatregelen hebben echter tot gevolg dat het nationale thermische productiepark onderworpen is aan een onhoudbare concurrentie. Daarom kan de bevoorradingszekerheid van het land in perioden van schaarste (koudegolf), bij afwezigheid van coördinatie van de bevoorradingszekerheid op Europees niveau en van een garantie op de beschikbaarheid van de capaciteit via interconnecties, niet meer door de markt worden gegarandeerd, zelfs niet in combinatie met de strategische reserve.

329. De CREG is in deze context van mening dat de invoering van een CRM ter vervanging van de strategische reserve mogelijk is indien een betrouwbare analyse van de behoeften op middellange termijn aantoont dat nieuwe capaciteiten van grote omvang nodig zijn. De noodzaak en de kosten van een CRM zullen grotendeels afhangen van deze overweging.

Het plaatselijk ontbreken van capaciteit op een gegeven moment is onvoldoende reden om een CRM in te voeren.

## VI.4 Wat betreft mogelijke aanvullende middelen

### VI.4.1 Op korte termijn

330. De CREG heeft aanvullende kortetermijnoplossingen overwogen om de rentabiliteit van de eenheden in de markt te waarborgen. Op basis van een eerste analyse brengen een mogelijke gerichte offerteaanvraag met een financiële stimulans, of het sluiten van bilaterale contracten – van het type*financial option* – met bepaalde productie-eenheden, waarschijnlijk echter waarschijnlijk concurrentieverstoringen met zich mee en lijken derhalve niet

verenigbaar het Europees recht. Een offerteaanvraag zonder financiële stimulans is natuurlijk altijd mogelijk en zou voorwaarden kunnen vaststellen die de installatie van capaciteit bevorderen (bijvoorbeeld door de terbeschikkingstelling – tegen vergoeding - van een terrein geschikt voor de installatie van een productie-eenheid), maar hiervoor is een gunstige *business case* nodig. Hierdoor zou deze uitsluitend gericht mogen zijn op kleine eenheden, en dan nog, mits aanpassing van de regelgeving. De afvlakking van inkomsten over meerdere jaren biedt evenmin een bevredigende oplossing.

### VI.4.2 Op middellange termijn: een vergoedingsmechanisme voor de capaciteit (CRM)

331. De instelling van een vergoedingsmechanisme voor de capaciteit is een belangrijke beslissing die nieuwe complexiteiten introduceert op een markt die er al niet vrij van is. Het vereist ten minste een *minimale* bijval van de belangrijkste marktspelers, rekening houdend met de gevolgen die een dergelijk mechanisme kan hebben. Het moet ook de voorwaarden scheppen voor een echte concurrentie.

Uit de openbare raadpleging blijkt echter dat de meningen op dit moment verdeeld zijn over de noodzaak van een CRM in België en over het ontwerp van een mogelijke CRM. Het mechanisme moet derhalve zorgen voor een evenwicht tussen de belangen:

- van de producenten en de aggregatoren die hun inkomsten willen veilig stellen;
- van de GRT die een maximaal volume wil;
- van de consumenten die willen genieten van een zekere energie tegen een betaalbare prijs die vergelijkbaar is met het gemiddelde van de buurlanden.

Bovendien kan de implementatie van een CRM, gezien de risico's op marktverstoring die hieruit kunnen voortvloeien en rekening houdend met de hoge mate van interconnectie tussen België en de buurlanden, niet worden bereikt zonder overleg op het niveau van de CWE-zone.

332. Gezien de complexiteit van de invoering ervan en de benodigde tijd tussen de implementatie ervan en de effectieve levering, kan een CRM op korte termijn geen oplossing vormen voor het probleem met de bevoorradingszekerheid.

Daarnaast geeft het onderzoek van de in het buitenland ingevoerde oplossingen aan dat elk mechanisme is ontworpen om één of meerdere problemen specifiek voor het eigen land op te lossen . Er bestaat geen kant-en-klare oplossing: het is elke keer een op maat gemaakte

oplossing die rekening houdt met de specifieke marktkenmerken, het productiepark, de geografische ligging, enz…

Tot slot benadrukt de CREG het complexe, tijdrovende en kostelijke karakter van de invoering van bepaalde CRM, zonder dat de effectiviteit ervan bewezen is.

333. Indien het goed gekalibreerd is, kan het mechanisme echter voldoen aan de doelstelling van bevoorradingszekerheid en een energietransitie bevorderen naar een systeem dat meer gericht is op capaciteit dan op energie (waarvan de kosten op zeer lange termijn tot nul zouden kunnen neigen).

334. De garantie voor stabiliteit van het mechanisme in de loop van de tijd is van fundamenteel belang voor het succes ervan.

335. Wanneer blijkt dat er een grote behoefte aan nieuwe capaciteit bestaat, stelt de CREG een mechanisme voor dat alle volgende kenmerken bevat:

- Gebaseerd op volumes (daar het gaat om het waarborgen van de bevoorradingszekerheid);
- Veralgemeend tot de totale capaciteit (productie en vraag, gepland of bestaand) om de concurrentie te bevorderen;
- Technologisch neutraal om het ontstaan van nieuwe soorten capaciteiten niet te belemmeren. De gesubsidieerde hernieuwbare bronnen kunnen erin worden opgenomen, op voorwaarde dat de verworven subsidies in mindering worden gebracht van de inkomsten uit de capaciteit; gezamenlijke offertes HEB + opslag kunnen worden overwogen;
- Gecentraliseerd met één enkele koper (meer geschikt voor het geven van een transparant prijssignaal van de capaciteit) en een vooraf gedefinieerde vraagcurve met verschillende prijsniveaus. Een eerste veiling zal vier jaar vóór het jaar van levering plaatsvinden, gevolgd door een bijkomende veiling om de integratie van de vraag mogelijk te maken en vergezeld van een secundaire markt. Deze veilingen mogen echter alleen worden overwogen indien er voldoende concurrentie is;
- Waarvan de deelname vrijwillig en niet verplicht is;
- Die de beschikbare capaciteit vergoeden om de *dispatching*-functie die wordt gewaarborgd door de elektriciteitsmarkt niet te verstoren

- Die contracten van één of drie jaar toekennen. Om voldoende voorspelbaarheid van de inkomsten voor nieuwe projecten te garanderen, zou echter een garantie kunnen worden overwogen om een minimumprijs te verkrijgen op de daaropvolgende veilingen,;
- Waarbij de verkregen inkomsten alleen een aanvulling mogen zijn op andere capaciteitsvergoedingen (inframarginale rente en vergoeding van de reservatie in het kader van het leveren van ondersteunende diensten). In dit verband zou het mechanisme van een financiële optie de voorkeur kunnen genieten, aangezien het, als tegenprestatie voor de vaste rente ontvangen op de capaciteitsmarkt, voorziet in de terugbetaling van het positieve verschil tussen de prijs van de referentiemarkt (*day ahead* of *balancing*) en een vooraf bepaalde uitoefenprijs van de optie (die de dekking van de variabele kosten van de marginale eenheid garandeert).

  Dit product heeft ook twee andere voordelen: (i) het bevat een impliciete stimulans om in perioden van stroomtekort actief te zijn op de markt en (ii) het vermijdt de bepaling van de wegingsfactoren van elke capaciteit op basis van hun waarschijnlijkheid van aanwezigheid tijdens de verbruikspieken;
- Waarbij de bijkomende kosten voor rekening van de verbruikers kunnen komen op basis van hun bijdrage aan het uitvalsrisico van het systeem.

Wat de deelname van grensoverschrijdende capaciteiten betreft (en/of van interconnecties), vereist zij eerst een evaluatie van de behoeften op regionaal niveau en van de afspraken voor de verdeling van de belasting in perioden van gezamenlijk stroomtekort.

Tot slot is de CREG van mening dat de strategische reserve bij wijze van overgang actief moet blijven tot de mogelijke invoering van de CRM, teneinde de huidige capaciteit te handhaven.

## VI.5 Voorgesteld actieplan:

336. De volgende stappen worden voorgesteld aan de regering:

Op korte termijn:

- de invoering van betrouwbare instrumenten voor de evaluatie van de capaciteitsbehoeften op korte en middellange termijn (na 2018, rekening houdend met het feit dat op dat moment (i) de onzekerheden op korte en

middellange termijn over het kernenergieprogramma weggenomen moeten zijn en (ii) België over nieuwe internconnectiecapaciteit zal beschikken, waarvan de bijdrage aan de bevoorradingszekerheid moet worden geanalyseerd in overleg met de buurlanden;

- de invoering van de maatregelen om de werking van de elektriciteitsmarkt en de strategische reserve te verbeteren;

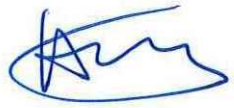
<u>Op de middellange termijn, als de behoeftenanalyse uitwijst dat de invoering van een CRM noodzakelijk is:</u>

- ontwikkelen van het ontwerp en de kostenraming van de voorgestelde CRM;
- afronden van het ontwerp van de CRM en aannemen van het wettelijk kader;
- nemen van de uitvoeringsbesluiten, tenuitvoerlegging van de operationele maatregelen en kennisgeving van het mechanisme aan de Europese Commissie.

De CREG herinnert eraan dat, op basis van de ervaringen in het buitenland, de invoering van een CRM (anders dan de strategische reserve) complex is en vaak meerdere jaren vergt.

↯ ↯ ↯ ↯

Voor de Commissie voor de Regulering van de Elektriciteit en het Gas:



| | | |
|---|---|---|
| Andreas TIREZ | Laurent JACQUET | Marie-Pierre FAUCONNIER |
| Directeur | Directeur | Voorzitter van het Directiecomité |

# BIJLAGE 1

**Verslag van de openbare raadpleging over de maatregelen die moeten worden genomen om de toereikendheid van conventionele productiemiddelen van elektriciteit in België te waarborgen**

## I. INLEIDING

De CREG heeft een raadpleging bij de marktdeelnemers gehouden. Die raadpleging had tot doel de verschillende acties te overwegen die zouden kunnen worden ondernomen om de toereikendheid van de conventionele middelen voor elektriciteitsproductie in België te waarborgen (bestaande en bijkomende) die nodig zijn om het vereiste niveau van bevoorradingszekerheid te verzekeren, daarbij de nadruk leggend op het concrete karakter van deze maatregelen.

De CREG wilde het standpunt van de marktdeelnemers over de verschillende mogelijke opties kennen, met inbegrip van de opportuniteit van de invoering van een bijkomend vergoedingsmechanisme voor capaciteit, en, in voorkomend geval, de kenmerken van dit mechanisme identificeren die het best aansluiten bij de specifieke kenmerken van de Belgische markt.

De raadpleging werd gehouden met behulp van een vragenlijst die in haar geheel opgenomen is in het blauw hieronder.

De CREG heeft 30 antwoorden gekregen afkomstig van:

| | |
|---|---|
| Producenten & leveranciers: | Electrabel, EdF Luminus, T-Power, Twinerg, Enel, E.ON, FEBEG, Essent, Dils Energie, Anode, Fortech, ODE, EDORA, Cogen Vlaanderen, ENECO, Ecopower. |
| Leveranciers: | Delta |
| Netbeheerders: | Elia, Fluxys, Synergrid |
| Aggregatoren: | RESTORE, ANODE, Actility, ENERNOC, EnergyPool (gezamenlijk antwoord) |
| Beurzen en traders: | Belpex en EFET |

| | |
|---|---|
| Grootverbruikers: | FEBELIEC, ESSENCIA, GABE (ontvangstbevestiging) |
| Vakbond: | ACV |
| Verenigingen voor milieubescherming: | Bond Beter Leefmilieu Vlaanderen |
| Consultancy: | Energyville (ontvangstbevestiging), Power Pulse. |

De respondenten bestrijken dus het geheel van deelnemers van de Belgische elektriciteitsmarkt, met uitzondering van de kleine en middelgrote consumenten. Deze kunnen dus als representatief worden beschouwd.

# II. OPMERKING VOORAF

Voor de meeste vragen werden uiteenlopende antwoorden ontvangen. Het rapport tracht de belangrijkste meningen zo objectief mogelijk en zo anoniem samen te vatten.

# III. RAPPORT

Voorafgaande voorwaarde: elke steunmaatregel voor een productie-eenheid moet voortkomen uit een noodzaak om deze eenheid in het systeem te houden met het oog op de toereikendheid ervan (teneinde de bevoorradingszekerheid te waarborgen).

Basisprincipe: om te vermijden dat conventionele productie-eenheden om economische redenen worden gesloten, moet ten minste de dekking van hun vaste werkingskosten en variabele activeringskosten worden gewaarborgd. Om nieuwe investeringen aan te trekken, moet daarenboven voldoende uitzicht worden geboden op het rendement van de investering.

Het gaat hierbij dus om de volgende parameters:

- vermindering van de kosten;
- verhoging van de inkomsten;
- vergoeding van het investeringsrisico.

# 1. Afbakening en kwantificering van het probleem

Bij het kwantificeren van het probleem inzake toereikendheid moet met name rekening worden gehouden met het potentieel aan afschakelbare vermogens.

1) Welke geografische zone is volgens u relevant voor een analyse omtrent de capaciteitsbehoefte?

Gezien de bijdrage van de import voor de bevoorrading van het land, moet de behoefte aan capaciteit worden bepaald op het niveau van de geïntegreerde markten van de regio centrum-west (CWE)[74] (zelfs NWE of Europees).

De Belgische regelzone volstaat niet maar is ook relevant gezien het feit dat de bevoorradingszekerheid een nationale bevoegdheid is (de Belgische overheid heeft evenwel geen invloed over de capaciteiten in het buitenland).

2) Is er momenteel sprake van een probleem betreffende de toereikendheid (rekening houdend met de strategische reserve)? Zo neen, op welke termijn verwacht u dat een dergelijk probleem zou kunnen ontstaan? Zo ja, wat is volgens u de omvang van het probleem?

De meeste respondenten verwijzen naar:

- de studies van Elia (behoefte aan een strategische reserve van 1.200 MW voor de winter 2014/2015 en 3.500 MW voor de winter 2015/2016) en noteren dat deze volumes niet gedekt zullen zijn;
- de studie van het Pentalateral Energy Forum[75] (waarvan sommigen vinden dat ze meer rekening had moeten houden met de reactie tot sluitingen van de centrales omwille van de ongunstige marktvoorwaarden op economisch vlak)

Een bepaald aantal deelnemers vindt dat ze over onvoldoende informatie beschikken om deze vraag te beantwoorden. Sommigen hebben niet geantwoord.

[74] Duitsland, België, Frankrijk, Luxemburg, Nederland
[75] PLEF generation adequacy assesment van 25 november 2014

Twee deelnemers vinden dat het gevraagde absurde niveau van strategische reserve het probleem creëert door de aankondiging van de sluiting van de centrales te stimuleren met als doel deze in de reserve te integreren.

De genoemde oorzaken zijn:

- op korte termijn de onbeschikbaarheid van de kerncentrales;
- op langere termijn de kernuitstap;
- de sluiting om economische redenen van de klassieke, niet-intermitterende centrales en de afwezigheid van investeringen in klassieke piekcentrales;
- een onstabiel wettelijk en regulerend kader, vooral voor wat de kernuitstap betreft;
- de afwezigheid van internationale akkoorden en samenwerkingsakkoorden betreffende:
  - de gewenste energiemix;
  - de bevoorradingszekerheid van Europa;
- de installatie van 5 GW intermitterende hernieuwbare capaciteit.

3) Wat is de aard (of wat zal de aard zijn) van het toereikendheidsprobleem (gebrek aan flexibiliteit, gebrek aan basiscapaciteit, piekcapaciteit enz.)?

Het gaat om een gebrek aan **piekcapaciteiten** (om de vraag te dekken wanneer de importcapaciteiten beperkt zijn).

Gezien de terugtrekking van Doel 3, Tihange 2 en de sluiting van bijkomende STEG-centrales merken sommigen op dat er een behoefte aan basiscapaciteit zou kunnen ontstaan. Anderen zijn dan weer van mening dat die behoefte geleidelijk aan zal verminderen naargelang de RES groeit, terwijl de behoefte aan **flexibiliteit** zal toenemen.

De aggregatoren zijn van mening dat met de integratie van de intermitterende RES met geringe marginale kost, de mix zal evolueren. **Het toereikendheidsprobleem gaat gericht zijn op het zoeken naar de beste technisch-economische oplossing om meer MW, maar minder MWh te produceren.**

GDF Suez en twee andere deelnemers merken op dat de toereikendheid een capaciteitsprobleem is, los van de aard ervan (flexibel of niet) omdat tijdens een periode van spanning op het systeem alle capaciteiten worden geactiveerd.

Verscheidene respondenten koppelen capaciteit los van flexibiliteit. EFET merkt op dat de relevante tool om de flexibiliteit te ontwikkelen het prijssignaal is op de *day ahead*-, *intraday*- en *balancing*markten. De relatief lage prijsniveaus op deze markten zouden er kunnen op wijzen dat de behoefte aan flexibiliteit momenteel gedekt is.

Opdat de RES zouden bijdragen tot de bevoorradingszekerheid moeten ze, omwille van het intermitterende karakter van hun productie, aan flexibele capaciteiten worden gekoppeld. Bovendien leidt de prioritaire *dispatching* ervan tot een groter aantal opstarten en stilleggingen van de klassieke centrales en dus tot de behoefte aan minder basis- en meer piekcentrales.

4) Wat is uw verklaring voor het feit dat de marktprijzen niet significant gestegen zijn ondanks de aankondiging van de behoefte aan een strategische reserve van 3.500 MW voor aanstaande winter?

Omdat de elementen die aan de basis liggen van de berekening van de strategische reserve bekend waren bij de marktdeelnemers en reeds in hun prijzen geïntegreerd waren, in functie van hun eigen strategie voor de dekking van het risico die verschilt van de evaluatie van Elia. De aankondiging van de behoefte heeft dan ook geen significatieve invloed gehad (verscheidene partijen zijn ervan overtuigd dat het volume van 3.500 MW te hoog is).

Meer in het algemeen verklaren de respondenten de beperkte reactie van de prijzen door de sterke groei van de elektriciteitsproductie uit hernieuwbare energiebronnen (België heeft nooit over zo veel productiecapaciteit beschikt) en door het feit dat het land over een hoge importcapaciteit beschikt die gekoppeld is aan een overcapaciteit van productie in de buurlanden. De samenvoeging van deze elementen zorgt ervoor dat er meestal een overaanbod is op de elektriciteitsmarkt. Gezien de geringe marginale kostprijs van de hernieuwbare energiebronnen zijn de prijsvooruitzichten op de *forward*-markt laag en is de waarschijnlijkheid dat zich prijspieken voordoen op de *day ahead*-markt niet voldoende om de *forward*-prijs te beïnvloeden.

Bovendien biedt de Belgische *forward*-markt alleen voor de *baseload*-markt een relatief goede liquiditeit. Het is dus niet mogelijk daar prijsstijgingen in aan te tonen voor de

kritieke uren, omdat dit product niet bedoeld is om deze op te vangen. De evenwichtsverantwoordelijken dekken op deze markt het gemiddelde voorziene verbruiksprofiel van hun klantenportefeuille.

De *forward peak load*-producten worden gekocht via bilaterale contracten (OTC).

De zeldzame en onvoorzienbare gebeurtenissen die een verbruikspiek veroorzaken, zoals een strenge winter, zijn in principe gedekt door de flexibiliteit van het systeem en door de marktmechanismen die hiervoor ontworpen zijn (*day ahead*-, *intraday*- en *balancing*-markten), zodat occasionele prijspieken op korte termijn de prijsvorming op de *forward*-markt niet fundamenteel wijzigen en nauwelijks effect hebben op de gemiddelde prijs. Hetzelfde beperkte effect wordt verwacht van de hoge prijsniveaus die worden toegepast tijdens de zeldzame activeringen van de strategische reserve.

Bovendien blijkt dat de markt over meer flexibiliteit beschikt dan verwacht, wat de prijsstijging op de kortetermijnmarkten beperkt.

Sommigen merken op dat er een prijsverschil bestaat ten opzichte van bepaalde buurlanden.

5) Welke markttoetredingsbarrières ziet u voor nieuwe capaciteit (productie met inbegrip van noodgroepen/afschakelbaar vermogen/opslag) voor zowel in het transmissienet als in het distributienet?

Er worden twee belangrijke redenen genoemd:

1) Economische reden

- Te lage prijzen, onvoldoende prijspieken en te grote onzekerheid over het tijdstip dat ze zich voordoen.

  De huidige werking van de groothandelsmarkt geeft onvoldoende garanties van rentabiliteit voor nieuwe piekcentrales. De inkomsten en de marges voor deze capaciteiten bestemd om de uiteindelijke vraag te dekken zullen zich slechts zeer occasioneel voordoen en dit tijdens prijspieken die zeer moeilijk te voorspellen zijn (in het extreme geval zou een centrale die is gebouwd om een LOLE van 3 u op te vangen haar rentabiliteit moeten verzekeren door de verkoop van haar productie gedurende 30 u over 10 jaar);

- Penaliserend tarief- en belastingregime ten opzichte van de buurlanden (injectietarieven, belastingen);

- Onvoldoende mogelijkheid voor de *single units* om zich te wapenen tegen de financiële gevolgen van een onevenwicht;
- Verhoging van de internconnectiecapaciteiten;
- Geringe prijs van de $CO_2$
- Relatieve illiquiditeit van de *forward*-markt in België.

2) Gebrek aan stabiliteit van het wettelijk en regulerend kader

- Afwezigheid van een langetermijnbeleid voor energie (voorbeeld: instabiliteit van het programma voor de sluiting van de kerncentrales);
- Gebrek aan stabiliteit van het subsidiestelsel van de intermitterende RES met als gevolg een onzekerheid betreffende de snelheid waarmee ze worden ontplooid terwijl deze bepalend is voor de keuze van het type capaciteit dat als aanvulling moet worden ontwikkeld (basiscapaciteit of flexibele capaciteit);
- Beperking van de mogelijke energiemix (uitsluiting van nieuwe steenkoolcentrales bijvoorbeeld);
- Gebrek aan harmonisatie van het energiebeleid van de lidstaten van de Europese Unie;
- Lange vergunningsprocedures (milieu, exploitatie) met onzekere uitkomst;
- Beperking van de mogelijkheden tot sluiting van de bestaande centrales;

Specifiek voor wat de afschakeling van de vraag betreft:

- Prekwalificatieprocedure opgelegd door de beheerders van het distributienet;
- Submetering niet mogelijk voor klanten in distributie;
- Probleem van de transfert van energie tussen aggregator en ARP;
- Moeilijke toegang tot de markt voor een capaciteitshouder die ofwel ARP moet zijn, ofwel via een ARP moet gaan (vaak zijn leverancier) en in dit geval afhankelijk is van diens neiging om deze flexibiliteit te vergoeden, ofwel zich te richten tot een aggregator, maar deze is geen ARP en biedt alleen flexibiliteit op de markten van de ondersteunende diensten en van de strategische reserve die Elia organiseert. Dat geldt eveneens voor de noodaggregaten.
- afwezigheid van blootstelling aan de prijssignalen op korte termijn van een gedeelte van de consumenten (gekoppeld aan de afwezigheid van *smart meters*).

Voor de opslag

- Onvoldoende prijsschommelingen;
- Afwezigheid van onderzoek en ontwikkeling.

### 6) In hoeverre kunnen hernieuwbare energiebronnen (in het bijzonder windenergie) de bevoorradingszekerheid verbeteren?

De bijdrage van de biomassa is vergelijkbaar met die van klassieke centrales.

Voor de intermitterende bronnen is deze bijdrage beperkt tot de dekking van de verbruikspieken (ze kan worden geëvalueerd op statistische basis, afhankelijk van het scenario dat men wil dekken). Op basis van de statistische gegevens van de laatste 14 jaar levert Elia een raming van de beschikbaarheid van wind- en zonne-energie tijdens de avondpiek (18u – 19u). Het percentage van de momenteel beschikbare geïnstalleerde capaciteit varieert tussen 0% en 95% voor windenergie en tussen 0 tot 40% voor zonne-energie. De mediane waarde is 30% voor windenergie en 0% voor zonne-energie.

De intermitterende RES verkleinen dus het aantal te produceren MWh, maar hebben weinig impact op de behoefte aan geïnstalleerde capaciteit. Om de bevoorradingszekerheid te waarborgen is voor deze bronnen dus de combinatie met de flexibele capaciteiten nodig.

Hun vaste capaciteit kan worden vergroot door ze te koppelen aan opslagcapaciteiten waarmee de productie kan worden verschoven naar periodes van tekort.

# 2. Mogelijke maatregelen op het gebied van kostenvermindering

Er zijn reeds maatregelen genomen om de kosten van de conventionele gasproductie-eenheden te verminderen, zoals de vrijstelling van de federale bijdrage voor gas.

7) Welke andere maatregelen kunnen worden genomen?

- De kosten voor de injectie op het net (transport of distributie) moeten op een lijn worden gebracht met die van de buurlanden;
- Vrijstelling van de federale gasbijdrage voor de gedecentraliseerde productie-eenheden die niet rechtstreeks aangesloten zijn op het net van Elia;
- Voor de opslag, afschaffing van de dubbele facturatie van de netkosten, bij de injectie en bij de afname.

Voor de centrales op gas:

- Harmonisatie van de tarieven voor toegang tot het gasnet met die van de buurlanden;
- De tarieven voor het gebruik van het gasnet zouden aangepast moeten zijn aan de toenemende eis tot flexibiliteit van de centrales: reservering op korte termijn (*day ahead* en *intra day*) of *ex post* toewijzing van de capaciteit (*pay-as-used*), versnelling van de procedures van koppeling aan en loskoppeling van het net. Fluxys tekent hieromtrent voorbehoud aan en is van mening dat alle hefbomen voor de optimalisering van de kosten maximaal geactiveerd zijn.
- Aanpassing van de *balancing* regels voor gas en elektriciteit voor de *stand alone*-centrales.

Voor de steenkoolcentrales:

- Afschaffing van de accijnzen op steenkool.

Voor de warmtekrachtkoppelingscentrales.

- Vrijstelling van de federale gasbijdrage.

8) Zijn deze maatregelen op zichzelf voldoende?

Nee, dat compenseert niet de zwakte van de *spreads,* maar zij verminderen de concurrentiehandicaps ten opzichte van de vergelijkbare, centrales in de buurlanden. Deze handicaps hebben een dubbele financiële impact, de betaling van een bijkomende kost, maar ook een concurrentievervalsing voor zover de centrales zich verder weg in de *merit order* van de zone plaatsen en dus minder vaak worden geactiveerd.

# 3. Mogelijke maatregelen op het gebied van inkomstenverhoging

De maatregelen kunnen betrekking hebben op een betere waardering van de geproduceerde kWh, van de flexibiliteit of van de capaciteit.

## ***3.1. Maatregelen voor de verbetering van de elektriciteitsmarkt (Energy Only Market, "EOM")***

In de huidige marktstructuur worden de eenheden op termijn vergoed voor de optie op levering van kWh, in *day ahead* en *intraday* voor de fysieke levering van kWh en op de *balancing*-markt voor het ter beschikking stellen van een flexibele capaciteit.

9) Hoe kan het concept van de markt worden aangepast zodat een betere toereikendheid en flexibiliteit tot stand komen en deze correct gewaardeerd worden?

Verscheidene producenten merken op dat de EOM adequaat functioneert en reageert op de economische realiteit. Sommigen merken op dat ze hun investering in deze context hebben ontwikkeld.

In theorie moet de EOM de capaciteit garanderen die noodzakelijk is om de bevoorradingszekerheid te waarborgen. In de praktijk zou het theoretische resultaat niet kunnen worden behaald om de volgende redenen:

- de onzekerheid over het prijssignaal op de groothandelsmarkt en met name over de onvoorspelbaarheid van de prijspieken, het aantal, de frequentie en de hoogte ervan maken de investeringsbeslissing moeilijk en het is niet zeker dat de markt spontaan de capaciteit gaat genereren die vereist is om een LOLE van 3 u te garanderen;

- de niet-blootstelling aan de *day ahead*-prijs van de consumenten, omdat ze hetzij een bevoorradingscontract met vaste prijs hebben, hetzij met variabele prijs, maar gebaseerd op een gemiddelde van *forward*-prijs. Slechts een minderheid van de consumenten, uitsluitend industriële, zijn bereid continu aan de spotprijzen te worden blootgesteld. Het gevolg daarvan is dat de spontane reactie van de consumenten (flexibiliteit) niet voldoende is om het evenwicht te bereiken tussen de vraag en een potentieel beperkt aanbod.

De volgende verbeteringen zouden kunnen worden aangebracht in het kader van de werkingsregels van de EOM:

- De kleine productie-eenheden en de flexibiliteit zouden hun weg moeten vinden naar de groothandelsmarkt in plaats van beperkt te zijn tot de ondersteunende diensten en de strategische reserve. Een mogelijkheid zou zijn de flexibiliteitshouders die niet het statuut van ARP hebben, toch toegang te verlenen tot de markt of de ARP te stimuleren om deze flexibiliteit gepast te vergoeden en ze aan te bieden op de groothandelsmarkt;
- De *metering in real time* uitbreiden om de *demand respons*e mogelijk te maken;
- De nutteloze vereisten en beperkingen op de productie-eenheden opheffen;
- De subsidiëring van de RES stopzetten zodra dat mogelijk is;
- De actieve deelname van de RES aan de *day ahead*-, *intraday*- en *balancing*-markten bevorderen omdat zij in de toekomst belangrijke leveranciers van flexibiliteit zullen zijn;
- Introductie van kwartuurproducten in samenwerking met de buurlanden om een betere valorisatie van de capaciteit en de flexibiliteit mogelijk te maken;
- Verbetering van de liquiditeit op de *intraday*-markt door de *cross-border* koppeling van de markten en een harmonisatie van de systemen;
- Herevaluatie van de *caps* op de groothandelsmarkt in een Europees kader en na een maatschappelijke keuze te hebben gemaakt over de aanvaarding van prijspieken;
- Verbetering van de werking van de gasmarkt door de *run-or-pay*-verplichtingen te vermijden en een flexibele toegang tot de netten en tot de groothandelsmarkt voor gas te verzekeren.

- Integratie van de markten op Europees niveau (*day ahead*, *intraday*, *balancing*) om **de flexibiliteit te vergroten** en het gebruik van de interconnecties te maximaliseren.
- Mededeling *in real time* aan de ARP van hun onevenwichtspositie opdat zij hun positie beter in evenwicht zouden kunnen brengen en reageren op de prijssignalen van de transportnetbeheerder.
- De deelname van de *demand response* aan de *day ahead*-markt om de behoefte aan piek- en *back up*-centrales te verkleinen*;*
- Grotere responsabilisering van de ARP;
- Stopzetting van de regulering van de residentiële tarieven of ten minste contracten toestaan gebaseerd op *spot*-prijzen. De huidige beperking van de formules van aangeboden prijzen en de driemaandelijkse indexering in combinatie met de termijnen die zijn opgelegd voor de verzending van de facturen op basis van de jaarlijkse overzichten, hebben tot gevolg dat de volumes bestemd voor dit klantensegment voornamelijk worden aangekocht op de *forward*-markt. Het gevolg daarvan is dat de liquiditeit op de *day ahead*-markt bepaald wordt.
- Het lijkt aangewezen te onderzoeken in welke mate de kunstmatige prijslimieten op de *day ahead*- en *balancing*-markten geen *ex ante* beperking vormen voor de opties op de flexibele productie en het beheer van de vraag. Het lijkt eveneens aangewezen deze limieten op de *day ahead*- en *balancing*-markten te beperken;
- Het wegwerken van de beperkingen op de tijdelijke sluiting van de productie-eenheden (lange kennisgevingstermijn);
- Optimalisatie van de *intraday*-markten door hun afsluiting dichter bij de reële tijd te brengen (*gate closure time* in U+1);
- Rationalisering en verlichting van de procedures voor het verkrijgen en behouden van de productievergunningen;
- Opleggen van een boete aan de ARP waarvan de nominergsgegevens vaak fout zijn.

Volgens sommigen gaan deze maatregelen een beter gebruik van de bestaande stimuleren, maar zullen zij onvoldoende zijn om de toereikendheid te garanderen voor zover geen enkel marktmodel de laatste MW gaat garanderen.

10) Zou de introductie van sterkere prijssignalen kunnen bijdragen aan de verwezenlijking van het doel?

Elke interferentie op de markt moet worden vermeden. De marktprijs moet het evenwicht tussen vraag en aanbod weerspiegelen.

Het marktmodel dat op Europees niveau wordt gekozen is een model gebaseerd op een marginale kostprijs op korte termijn. Een prijsverhoging zou kunnen worden bekomen door een model aan te nemen dat gebaseerd is op de gemiddelde kosten. Daarvoor zou een akkoord op Europees niveau nodig zijn.

Febeliec denkt en is van mening dat er met een voldoende grote elasticiteit van de vraag een geleidelijke overgang mogelijk zou zijn, een progressieve verhoging van de prijzen boven de marginale kostprijs van de conventionele piekcentrales. Een voldoende aantal uren met zeer hoge prijzen gaat de *demand response* geleidelijk aan moeilijker en dus duurder maken. Dan zullen de ARP meer productiecapaciteiten contracteren en er indien nodig bouwen om hun verplichtingen na te komen. Een gebrek aan flexibiliteit van de vraag gaat ervoor zorgen dat die overgang zeer plotseling zal verlopen en zeer snel naar een situatie van tekorten zal evolueren.

Eén producent herinnert eraan dat in de periode voor 2008 de prijssignalen sterker waren, wat heeft geleid tot de bouw van talrijke centrales.

11) Welke aanpassingen op de *day ahead*- en *intraday*-markt zouden ervoor kunnen zorgen dat de kortetermijnprijs de capaciteitsschaarste weerspiegelt?

Niets wijst er momenteel op dat de prijzen op deze markten de zeldzaamheid van de capaciteit niet weerspiegelen. Zij hebben correct gereageerd tijdens periodes van tekort.

Als het plafond van 3.000 EUR/MWh op Belpex frequent werd bereikt, moet worden overwogen het op te trekken.

12) Zijn prijspieken noodzakelijk en voldoende om de toereikendheid van de productiemiddelen te waarborgen?

De prijspieken zijn het middel om flexibiliteit te ontwikkelen.

Voor wat de toereikendheid betreft:

- Voor sommigen zijn zij noodzakelijk en voldoende om het grootste deel van de belastingskromme op te vangen, maar zouden zij onvoldoende kunnen zijn voor de laatste piekcentrales die zeer zelden worden gebruikt en alleen aanwezig zijn om de LOLE van 3 u te garanderen. Voor wat de centrales betreft die hun kosten kunnen dekken, moet de marktprijs hoger zijn dan hun marginale kostprijs op korte termijn. De frequentie en de omvang van dit verschil tussen marginale kostprijs op korte termijn en de marktprijs zijn afhankelijk van de prijselasticiteit van de vraag. Als die hoog is, zal het verschil kleiner zijn en zullen prijspieken zich dus vaker moeten voordoen.
- Voor anderen, indien deze pieken zich minder frequent en willekeurig voordoen, zijn zij onvoldoende om een investering te genereren omdat ze geen voldoende stabiele bron van inkomsten vormen om de rentabiliteit van de investering over de levensduur ervan te verzekeren (probleem van bankabiliteit). Omgekeerd, als de prijsverhoging permanent is, genereert zij een investeringssignaal.

Een respondent signaleert dat, met de groei van de hernieuwbare energie en met de kernuitstap, deze pieken op middellange termijn frequenter zullen zijn.

Een interveniënt geeft aan dat de prijspieken tot 3.000 EUR/MWh niet noodzakelijk zijn om de toereikendheid te verzekeren. Het volstaat dat de gemiddelde prijs van de elektriciteit voldoende hoog is.

Een respondent merkt op dat de prijspieken niet voldoende zijn indien het investeringsklimaat niet gunstig is.

13) Aan welke voorwaarden moeten deze prijspieken voldoen om vanuit maatschappelijk oogpunt aanvaardbaar te zijn?

Voor talrijke respondenten zijn de prijspieken op de groothandelsmarkt aanvaardbaar.

Bij occasionele prijspieken zal de maatschappelijke impact gering zijn. Deze pieken manifesteren zich immers in de eerste plaats op de *day ahead*- en *intraday*-markten die slechts betrekking hebben op een klein aandeel van de totale vraag en in hoofdzaak alleen de ARP treffen, omdat de grote meerderheid van de klanten beschikt over contracten met vaste prijs of met variabele prijs, geïndexeerd op basis van een gemiddelde van de *forward*-prijzen. Voor de meeste klanten is het dus de gemiddelde jaarfactuur die telt.

De meeste elektriciteit wordt op termijn gekocht en verkocht en een voorspelling van spanningen op de kortetermijnmarkt gaat de contractualisering op termijn van bijkomende capaciteiten bevorderen om de prijspieken op te vangen. In geval van prijspieken die steeds terugkeren over een lange periode (situatie van betsaand tekort) gaan de leveranciers hun prijzen waarschijnlijk verhogen om er een risicopremie in op te nemen.

Hoge prijzen gaan vaak gepaard met een hoger risico op *brown-outs*. De politieke en maatschappelijke aanvaarding daarvan vormt een probleem.

Een respondent merkt op dat de voorspelling van prijspieken in theorie weliswaar voldoende is om de capaciteitsinvesteringen op tijd te realiseren om periodes van tekort te vermijden, maar dat in de praktijk de markt pas zou kunnen reageren nadat zich een hele reeks pieken heeft voorgedaan en, rekening houdende met de duur voor de realisatie van een investering, zich een lange periode van volatiliteit van de prijzen zou kunnen voordoen. Deze zou weliswaar gunstig kunnen zijn voor de bestaande centrales, maar zou problemen kunnen opleveren voor de kleinere marktdeelnemers van wie de positie niet voldoende afgedekt zou zijn.

14) Zijn de stimulansen voldoende om ervoor te zorgen dat de evenwichtsverantwoordelijken hun evenwichtspositie bewaren?

De huidige stimulansen zijn voldoende.

15) In hoeverre heeft het verhogen van het prijssignaal tot 4.500 EUR/MWh in het geval van een structurele onevenwichtigheid invloed op het gedrag van de spelers?

Dat heeft de marktdeelnemers ertoe aangezet bijkomende maatregelen te nemen om hun evenwicht te verzekeren.

Sommige maatregelen brengen echter ongewenste effecten teweeg:

- Het gaat om een kunstmatig signaal dat de realiteit van het tekort op de markt van het onevenwicht niet langer weergeeft;
- Het gaat om een bijkomend risico dat wordt gedragen door de ARP of de leverancier dat hij soms doorrekent in de vorm van een risicopremie;
- Dat zou een barrière vormen voor marktdeelnemers van wie de winstmarge op de elektriciteitsmarkt beperkt is;

- Een producent merkt op dat het om een bijkomend risico gaat voor hen in de mate dat zij hun productie in *day ahead* verkopen aan een maximumprijs van 3.000 EUR, maar dat het mogelijk is dat ze 4.500 EUR/MWh moeten betalen in geval van kwartuuronevenwicht na een panne van hun centrale;
- De leveranciers zouden ertoe kunnen worden aangezet om niet langer te verkopen zolang ze geen vaste capaciteit hebben kunnen kopen of om hun aantal klanten te verminderen en om klanten met een profiel van piekverbruik te vermijden.

16) Bestaan er voldoende instrumenten om (voor zowel de consument als voor de houder van de capaciteit) de toekomstige kosten en inkomsten te verzekeren? Het risico op volatiliteit van de *spot*prijzen kan worden gedekt door middel van *forward* producten van het type *futures* of opties:

a) Welke *hedging*-producten zouden kunnen worden ontwikkeld op *forward*-markt?

Er bestaat geen piek-*forward*-product. Dat product zou bijdragen tot het valoriseren van de flexibiliteit op termijn en zou de mogelijkheden tot *hedging* vergroten.

b) Hoe kan de marktliquiditeit over een termijn van 1, 2 of 3 jaar worden gewaarborgd?

De *forward*-markten zijn een bijkomende bron van inkomsten voor de productie-eenheden. Hun liquiditeit is dus belangrijk maar ze is verkleind na de laatste economische crisis toen de banken hun *trading* activiteit hebben stopgezet. Het gebrek aan liquiditeit valt te verklaren door het geringe aantal marktdeelnemers die beschikken over productiecapaciteiten in België. Ze kan worden verbeterd door de volgende maatregelen te nemen:

- vergroting van de markt (integratie van *bidding zones*);
- een *market maker* zou kunnen zorgen voor een redelijke *spread* tussen vraag en aanbod voor bepaalde producten.

c) Is er behoefte aan producten op langere termijn (4, 5, of zelfs 6 jaar)? Zo ja, hoe kan hiervan de liquiditeit worden gewaarborgd?

De *forward*-markt dient om het risico op de kortetermijnmarkten te dekken. Dergelijke producten zouden noodzakelijk zijn, ze zouden voor meer zekerheid zorgen, maar er is bij de klanten geen vraag naar langetermijncontracten.

Volgens de producenten bieden deze geen rechtstreekse oplossingen voor het probleem van rentabiliteit van de productie-eenheden, noch een afdoend signaal voor investeringen.

17) Welke invloed heeft het huidige vergoedingsmechanisme voor capaciteit (strategische reserve) op de werking van de markt?

Het gaat om een verzekering tegen de fysieke gevolgen van een tekort op de markt. De impact ervan op de marktwerking is miniem. In ruil voor deze verzekering betalen de consumenten een premie die op hun factuur wordt doorgerekend, zonder dat het mechanisme de prijspieken op de kortetermijnmarkten vermindert.

Hoe dan ook:

- zou een te aantrekkelijke vergoeding van de productie en van de vraag op gebied van strategische reserve de capaciteiten kunnen weghouden van de markt van de ondersteunende diensten van de groothandelsmarkt en deze markten dus treffen;
- Dit mechanisme bevordert niet, op zijn minst niet rechtstreeks, de productie-investeringen en verhindert de centrales die in elk geval buiten de *merit order* vielen niet om de markt te verlaten. De kleine kans om een onevenwichtstarief van 4.500 EUR/MWh te verkrijgen zet de ARP er niet toe aan meer bestaande of nieuwe capaciteiten te contracteren. Sommigen vernoemen zelfs het feit dat de strategische reserve de beslissingen tot definitieve sluiting van centrales zou kunnen vertragen en dus de investeringsbeslissingen uitstelt omdat rekening gehouden wordt met de mogelijkheid van een terugkeer van die centrales naar de markt.

Voor sommigen gaat het om een overdracht van verantwoordelijkheid van de marktdeelnemers/producenten naar de autoriteiten en naar de netbeheerder, gepaard gaande met een socialisatie van de kosten.

Voor één respondent is de strategische reserve geen mechanisme voor vergoeding van de capaciteit als dusdanig, omdat ze niet bijdraagt tot de markt en geen waarde hecht aan de capaciteit. Het gaat om een economisch inefficiënt mechanisme omdat het centrales subsidieert om ver van de markt te blijven. Het omkeerbare karakter van de deelname aan de SR brengt een concurrentievervalsing teweeg ten opzichte van de marktdeelnemers die niet de beslissing hebben genomen eraan deel te nemen.

### ***3.2. Verbetering van de genomen maatregelen: aanbesteding en strategische reserve***

België heeft recentelijk twee nieuwe mechanismen ontwikkeld om op korte en lange termijn te kunnen voorzien in de behoefte aan capaciteit: de strategische reserve en de aanbesteding.

18) Is de combinatie van deze twee mechanismen voldoende om de doelstelling inzake de bevoorradingszekerheid te verwezenlijken? Zo neen, licht dan toe waarom niet.

Wat de aanbesteding betreft zijn de meningen verdeeld.

- Een aanbestedingsmechanisme dat alleen betrekking heeft op de nieuwe centrales van een bepaalde technologie is niet neutraal. Het brengt een concurrentievervalsing teweeg die de oudere en minder rendabele centrales ertoe aanzet de markt vroegtijdig te verlaten en de centrales met een vergelijkbare doeltreffendheid blootstelt aan de concurrentie met gesubsidieerde centrales met dezelfde doeltreffendheid.
- Dat is een *one shot*-oplossing, geen structurele oplossing.

Wat de strategische reserve betreft lopen de meningen uiteen:

- Het gaat om een nuttige en niet al te dure maatregel, maar het ontwerp ervan kan beter. De stimulans voor de producenten om hun sluiting aan te kondigen zou moeten worden afgeschaft. De evaluatie van de behoefte zou gericht moeten zijn op het probleem dat de SR wil oplossen, namelijk het probleem van *missing money* van de laatste MW op de markt en is niet gebaseerd op een fundamentele analyse. De SR biedt een beperkt antwoord op de onzekerheid omtrent kernenergie.
- De SR is het optimale mechanisme om de bevoorrading veilig te stellen tegen de minimale kostprijs voor de samenleving (vergoeding van uitsluitend de centrales in *cost-plus*).

- Het gaat om een goede tijdelijke maatregel, maar hij moet meer ontworpen zijn om een probleem van bevoorradingszekerheid op te lossen dan om de productiecapaciteiten voor gas te behouden.
- De strategische reserve is alleen toegankelijk voor bestaande centrales die de markt verlaten om economische (en niet technische) redenen met als doel ze ter beschikking te houden van het systeem om extreme situaties de baas te kunnen. Ze draagt dus niet bij tot het waarborgen van een LOLE van 3 u omdat ze geen enkel investeringssignaal geeft en niet toegankelijk is voor nieuwe capaciteiten (ten minste productiecapaciteiten).
- De bedoeling ervan is een afschakeling te vermijden en niet de aanwezigheid van voldoende capaciteit op de markt te verzekeren.

Sommigen vinden het nodig ook andere maatregelen te nemen:

- De werking van de EOM verbeteren
- Dat lost het probleem van het groeiende tekort aan betrouwbaarheid van het gecentraliseerde productiepark niet op.
- Het probleem is het gebrek aan langetermijnvisie, gekoppeld aan de onzekerheid omtrent kernenergie.
- Er moeten maatregelen worden genomen om de *demand response* en energie-efficiëntie te ontwikkelen. Deze maatregelen kunnen de verbruikspiek aanzienlijk verminderen en dus ook de bevoorradingszekerheid verbeteren.

19) Kan volgens u het aanbestedingsmechanisme als aanvulling op het vergoedingsmechanisme bijdragen tot de verwezenlijking van de doelstelling inzake de toereikendheid van de conventionele productie-eenheden?

Zo neen, licht dan toe waarom niet en geef aan welke aanpassingen er volgens u zouden moeten plaatsvinden zodat deze doelstelling wel bereikt kan worden.

Het kan nieuwe capaciteiten genereren, omdat het aanbestedingsmechanisme dat een aanvulling vormt op de vergoeding die *ex post* is berekend ten opzichte van een rentabiliteitsnorm die eigen is aan de gebruikte technologie (dicht bij het concept van '*contract for difference*'), adequaat is. Het biedt de investeerder een zekere veiligheid (en beperkt het risico op oversubsidiëring).

Om de bevoorradingszekerheid te verzekeren mag het geen concurrentievervalsing (impact op de *merit order*) genereren, die de buitenwerkingstelling van bestaande capaciteiten teweeg zou brengen.

Toch wordt deze maatregel vanuit juridisch oogpunt als een noodmaatregel beschouwd. Hij biedt een gericht en geen structureel antwoord en lost het probleem van de rentabiliteit van de bestaande centrales niet op.

Bovendien bestaat het risico dat er geen enkele investering meer spontaan wordt verricht, omdat iedereen de volgende aanbesteding afwacht.

20) Bent u van mening dat de strategische reserve in zijn huidige staat kan bijdragen tot de verwezenlijking van de doelstelling inzake de bevoorradingszekerheid?

Zo neen, licht dan toe waarom niet en geef aan of de strategische reserve volgens u:

- moet worden afgeschaft;
- moet worden aangepast; en geef daarbij aan welke wijzigingen er zouden moeten plaatsvinden zodat de doelstelling wel bereikt kan worden.

De strategische reserve draagt bij tot de bevoorradingszekerheid. Ze kan die niet in haar eentje garanderen.

Door de strategische reserve was het op korte termijn mogelijk capaciteiten ter beschikking te houden van het systeem. Toch heeft, gezien enerzijds de mogelijkheid van een tijdelijke sluiting en anderzijds de huidige marktomstandigheden, de invoering ervan bijgedragen tot de aankondiging van de sluiting van productie-eenheden.

De meeste respondenten zien het als een goede overgangsmaatregel op korte termijn die zou kunnen worden afgeschaft zodra er een structurele maatregel van kracht is.

De volgende aanpassingen worden voorgesteld:

- De evaluatie van het volume van strategische reserve zou aangepast moeten zijn om rekening te houden met de beoogde doelstelling: het probleem van de *missing money* van de laatste MW capaciteit op de markt oplossen;
- De voorwaarden voor de toepassing van artikel 4bis van de elektriciteitswet betreffende de mededeling van buitenwerkingstelling zouden moeten worden gepreciseerd door de uitwerking van richtsnoeren;
- De toelatingscriteria evenals de timing van de aanbesteding zijn voor verbetering vatbaar;
- Sommigen zijn van mening dat het volume ervan zou moeten worden geplafonneerd (1.000 MW);
- Ze mag geen enkele stimulans vormen om centrales te sluiten met als doel ze (in de strategische reserve) te integreren.

21) Welk volume zou de strategische reserve maximaal mogen hebben? Waarom?

Het betreft een verzekering. Het volume zou gering moeten blijven, zo niet zou het te vaak moeten worden geactiveerd.

Sommigen spreken over cijfers van 10% van de geïnstalleerde capaciteit, van 600 tot 1.000 MW d.w.z. de marge die nodig is om uitzonderlijke gebeurtenissen op te vangen.

Voor Elia is de pertinente vraag het voorziene aantal uren van activering, evenals het maximale aantal uren dat aanvaardbaar is voor de marktwerking. Op basis van de monotone belastingskromme geeft Elia aan dat 1.200 MW aan capaciteit in strategische reserve gedurende minder dan 50 uur per jaar zouden worden gebruikt.

Voor Elia zijn het de mogelijkheid van een tijdelijke sluiting, de huidige marktomstandigheden en de buitenwerkingstelling van Doel 3 en Tihange 2 die het volume van 3.500 MW verklaren.

## ***3.3. Het instellen van een ander vergoedingsmechanisme voor capaciteit (CRM) dan de strategische reserve***

***Specifieke afbakening van het op te lossen probleem***

Het beoogde doel kan bereikt worden via: de bevordering van het afschakelbaar vermogen, het behoud van bestaande eenheden in en buiten de markten, de ontwikkeling van nieuwe capaciteiten (zo ja, van welk type: flexibele piekcapaciteiten om de *back-up* van RES-eenheden te garanderen, kapitaalintensievere semi-*baseload*-capaciteit), het beperken van prijspieken op de elektriciteitsmarkt en het doorvoeren van aanpassingen gericht op meer overeenstemming met de buurlanden.

22) Waarom moet een andere CRM dan de strategische reserve in België worden ingevoerd?

Voor de producenten van hernieuwbare energiebronnen, de leveranciers, de grootverbruikers, de vakbond, de vereniging voor milieubescherming en een andere deelnemer is een andere CRM dan de strategische reserve niet noodzakelijk.

De aangehaalde redenen zijn dat:

- een CRM de stimulansen voor afschakeling wegneemt;
- het risico bestaat dat de problemen van vraagpieken worden opgelost door basisproductie-eenheden te subsidiëren;
- het een zeer grote complexiteit is en het risico op *windfall profits* met zich zou meebrengen;
- een CRM alleen op Europees niveau kan worden ingevoerd als dezelfde principes in alle landen worden toegepast, zo niet zal het de markten en hun koppeling verstoren;
- een CRM meer problemen creëert dan het oplost. Een CRM subsidieert oude en onaangepaste fossiele centrales;
- het op te lossen probleem eerst duidelijk moet worden omschreven en andere, voor de gemeenschap minder dure oplossingen eerst moeten worden overwogen, zoals de versterking van het prijssignaal, een grotere responsabilisering van de evenwichtsverantwoordelijken, de ontwikkeling van de opslag, de interconnecties, het wegwerken van de onzekerheden omtrent kernenergie.
- een goed afgemeten strategische reserve en een beslissing omtrent kernenergie zouden volstaan;
- prioriteit zou moeten worden gegeven aan de ondersteuning van de intelligente opslag, het beheer van de vraag, eerder dan aan de ontwikkeling van een CRM. Wanneer deze technologieën aan de markt zullen kunnen deelnemen is er geen behoefte meer aan een politieke interventie;
- het risico bestaat dat de investeerders in de toekomst alleen zullen willen investeren als het risico door de overheid wordt gedekt.

Voor anderen (exploitanten van klassieke centrales, Elia en de aggregatoren) is een andere CRM noodzakelijk maar er worden er verschillende doelen aangehaald:

- om te beschikken over voldoende productiecapaciteiten op nationaal niveau om de bevoorradingszekerheid te waarborgen (een capaciteitseis zou kunnen worden vastgelegd voor elk land dat vervolgens een veiling zou organiseren).
- om de prijspieken te beperken;
- om de *missing money* van de programmeerbare centrales te vergoeden;
- om de centrales die tijdelijk van de markt verdwenen zijn, er opnieuw op te zetten;

- om een stimulans te creëren voor de investering en om de bestaande capaciteit te behouden;
- om meer zekerheid te geven over de inkomsten;
- de politieke besluitvormers moeten het doel ervan vastleggen (de bevoorradingszekerheid verzekeren maar ook meer flexibiliteit genereren, een specifieke technologie ondersteunen om milieuredenen,…).

### 23) Welk(e) proble(e)m(en) moet dit mechanisme precies oplossen?

- Omdat België zijn verbruik niet helemaal kan dekken met import is het nodig een prijssignaal te hebben om het vereiste niveau te waarborgen aan in België gelegen capaciteiten om de piekvraag op te vangen. Dat kan door een capaciteitsvereiste te introduceren met als doel een bepaald niveau van bevoorradingszekerheid op lange termijn te behouden. Bij de berekening van dit niveau moet rekening worden gehouden met de mogelijke onbeschikbaarheden van de intermitterende hernieuwbare energie (wind- en zonne-energie) en met de solidariteit van de buurlanden als het over beschikbaarheid en interconnectiecapaciteit gaat.

  Door de onzekerheid omtrent de toekomstige inkomsten weg te nemen zouden overgangsperiodes kunnen worden vermeden gedurende dewelke de *spot*-prijzen zeer volatiel zijn ten gevolge van de laattijdige realisatie van investeringen. Met andere woorden, het komt erop aan een stabiel economisch kader te scheppen dat het mogelijk maakt op tijd de investeringen uit te voeren waarmee situaties van ontoereikendheid in de toekomst kunnen worden vermeden;
- Het door de overheid vastgelegde niveau van bevoorradingszekerheid verzekeren in het geval dat de overheid en de markt een andere perceptie hebben van het aanvaardbare risico van productieschaarste. In dit geval kan het CRM de stimulans zijn voor de investeringen dat de markt niet zal geven;
- Het mogelijk maken dat de bestaande en krachtige centrales op de markt blijven door hun *missing money* te vergoeden;
- De investeringen ondersteunen die noodzakelijk zijn voor het beheer van de vraag teneinde de deelname van de vraag aan de kortetermijnmarkt van energie te stimuleren.
- Een respondent is van mening dat een CRM alleen mag worden geïmplementeerd om een toereikendheidsprobleem op te lossen. Andere

doelstellingen, zoals een voldoende niveau aan flexibiliteit verzekeren, moeten door de markt worden opgelost.

24) Zijn deze problemen specifiek voor de Belgische markt?

Het toereikendheidsprobleem is niet specifiek voor de Belgische markt (Frankrijk wordt er ook mee geconfronteerd), maar is er bijzonder acuut door de langdurige onbeschikbaarheid van verscheidene kerncentrales en de sterke afhankelijkheid van het land van het energiebeleid van de buurlanden, die het gevolg is van zijn hoge interconnectiegraad.

Het probleem van de rentabiliteit van de klassieke centrales is algemeen, wat een gecoördineerde aanpak met de buurlanden vergt. Een gewestelijke coördinatie van de bevoorradingszekerheid evenals een voldoende niveau van harmonisatie van de CRM's op gewestelijk Europees niveau zijn wenselijk om inefficiënties te vermijden.

25) Moet dit mechanisme het mechanisme van de strategische reserve vervangen of kan het als aanvulling erop dienen?

Voor de respondenten die voorstander zijn van de invoering van een CRM kan de strategische reserve worden afgeschaft wanneer het CRM is ingevoerd.

Voor de anderen volstaat de strategische reserve.

***Noodzaak van een CRM en timing***

26) Welke oplossingen zou dit mechanisme kunnen bieden die een verbeterde EOM niet kan bieden en waarom?

De rentabiliteit van de bestaande centrales en de nieuwe capaciteiten verzekeren, omdat een EOM, zelfs als ze verbeterd is, daartoe niet in staat is.

Sommigen zijn evenwel een andere mening toegedaan en vinden dat een verbeterde EOM, even goed als een CRM, de rentabiliteit van de piekcentrales kan garanderen en dus dat een CRM overbodig is.

In theorie kan de EOM werken, maar daarvoor is een stabiel regelgevingskader op lange termijn voor het hele energiesysteem nodig. In de praktijk maken de veranderende

politieke beslissingen de voorspelbaarheid van de inkomsten te onzeker. Een CRM vergroot de voorspelbaarheid van de inkomsten.

Ten opzichte van de bestaande situatie: EOM + strategische reserve + aanbesteding, zou een CRM het volgende mogelijk maken:

- een doeltreffender optimalisatie van de productieportefeuille door centrales die tijdelijk van de markt waren weggegaan de kans te geven ernaar terug te keren zodat ze bijdragen tot de goede werking ervan (zonder overdreven steun, zonder de kortetermijnmarkt (*merit order*) en de langetermijnmarkt (investeringen) te verstoren;
- voor elke capaciteit die bijdraagt tot de bevoorradingszekerheid een billijke vergoeding te ontvangen die gebaseerd is op een marktprincipe teneinde het effect van *slippery slope te vermijden;*
- de verschillende huidige initiatieven ter ondersteuning van de bevoorradingszekerheid in een enkel mechanisme te integreren.

Het garandeert het niveau van toereikendheid dat door de overheden wordt gewenst.

Het zou de extreme volatiliteit van de prijzen op de markt kunnen vermijden wanneer nieuwe investeringen noodzakelijk worden.

Het zou een stabiel prijssignaal tot stand brengen dat gunstig is voor investeringen, wat de EOM niet doet; welnu, een investering gaat zich niet ontwikkelen op basis van prijspieken op de EOM, vooral als de realisatie ervan het ontstaan van deze pieken vermindert.

Het zou de ontwikkeling van investeringen met geringe variabele kost, maar met een hoge investeringskost mogelijk maken.

In de situatie waarin de ideale mix een combinatie zou zijn van RES en van gascentrales, zou dit soort *merit order* leiden tot ofwel een elektriciteitsprijs dicht bij 0 EUR/MWh, ofwel een prijs die overeenstemt met de marginale kostprijs van zo goed als alle gascentrales, wat de rentabiliteit ervan onmogelijk maakt bij gebrek aan inframarginale rente, waardoor alle centrales zich aan het uiteinde van de *merit order* bevinden. Een CRM zou aan deze situatie het hoofd kunnen bieden.

27) Waarom is er dringend nood aan een nieuw mechanisme?

De respondenten die voorstander zijn van een CRM vinden dat er haast bij is, gezien het feit dat de invoering van een dergelijk mechanisme tijd vergt en op Europees niveau moet worden gecoördineerd.

***Overgangskarakter of nieuw concept voor marktwerking***

Het huidige gebrek aan rentabiliteit van de conventionele productiemiddelen heeft verschillende oorzaken : het intermitterend karakter van de hernieuwbare productie, te veel *must run*-eenheden, hoge gasprijs ten opzichte van de elektriciteitsprijs (als gevolg van de daling van de vraag door de economische crisis, van de lage marginale productiekost van de RES, van de lage steenkoolprijs en van de lage emissiequota).

Sommige van deze factoren houden verband met marktmechanismen (concurrentie gas/steenkool, zwakke vraag en, in zekere mate, lage prijs van de quota), andere resulteren uit interventies op de markt (beleid ter ondersteuning van de RES).

28) Is het probleem van conjuncturele of structurele aard? Licht toe.

Voor de grote meerderheid van de respondenten is het probleem voornamelijk van structurele aard.

De verschillende oorzaken van het rentabiliteitstekort van de gascentrales zijn de volgende:

- Impact van de lage prijs van de elektriciteit die wordt geproduceerd in gesubsidieerde RES (geringe variabele productiekosten), in België, maar ook in de buurlanden (structureel);
- Beschikbaarheid van goedkope steenkool op de Europese markt ten gevolge van de ontwikkeling van schaliegas in de Verenigde Staten, wat de (zelfs minder krachtige) steenkoolcentrales minder duur maakt dan de gascentrales (conjunctureel);
- De grote interconnectiecapaciteit (meer dan 30% van het piekverbruik) en de doeltreffende koppeling van de markten dankzij dewelke België veel goedkope elektriciteit kan importeren uit de buurlanden en ten volle kan profiteren van de Europese concurrentie;
- De dalende vraag naar elektriciteit als gevolg van de economische crisis en de energiebesparende maatregelen (conjunctureel)

- Geringe waarde van de quota voor $CO_2$-uitstoot (politiek).

Het probleem is dus tegelijkertijd conjunctureel en structureel, maar de groeiende capaciteit aan hernieuwbare energie waarvan de marginale kostprijs bijna nul is, maakt dat de structurele factor de bovenhand krijgt. Geen enkele daling van de prijs van fossiele brandstof zal immers volstaan om de concurrentie aan te gaan met de RES op het vlak van de variabele kosten. Het systeem zal worden geheroriënteerd naar de vaste kosten van de centrales. Het marktmodel moet deze keuze weerspiegelen.

De volatiliteit van de productie van de RES maakt de beschikbaarheid van een *back up*-capaciteit noodzakelijk, maar de daaruit volgende volatiliteit van de prijzen op de markt maakt de inkomsten van deze *back up*-centrales moeilijk voorspelbaar, waardoor er geen sprake komt van investeringen omdat er geen garanties zijn op bijkomende vergoedingen op middellange termijn.

Een respondent merkt op dat de Verenigde Staten 30 jaar geleden een toereikendheidsprobleem kenden, toen er geen hernieuwbare energiebronnen bestonden. Het gaat dus om een structureel probleem.

De respondenten die gekant zijn tegen een CRM zijn van mening dat het probleem structureel is: gebrek aan langetermijnvisie, onzekerheid omtrent kernenergie en een te lage prijs voor $CO_2$.

Voor sommigen heeft het huidige probleem van gebrek aan rentabiliteit van de conventionele centrales niets te maken met het intermitterende karakter van de RES dat, integendeel, een kans biedt voor de flexibele centrales. Het vloeit voort uit de toevoeging van capaciteiten die een overschot aan productiecapaciteit buiten de piekuren genereren. In dezelfde gedachtegang komt het probleem volgens sommigen voort uit de overcapaciteit van de niet-flexibele centrales (kern- en steenkoolcentrales). Zij zijn van mening dat hun terugtrekking uit de markt de rentabiliteit van de gascentrales sterk kan verhogen.

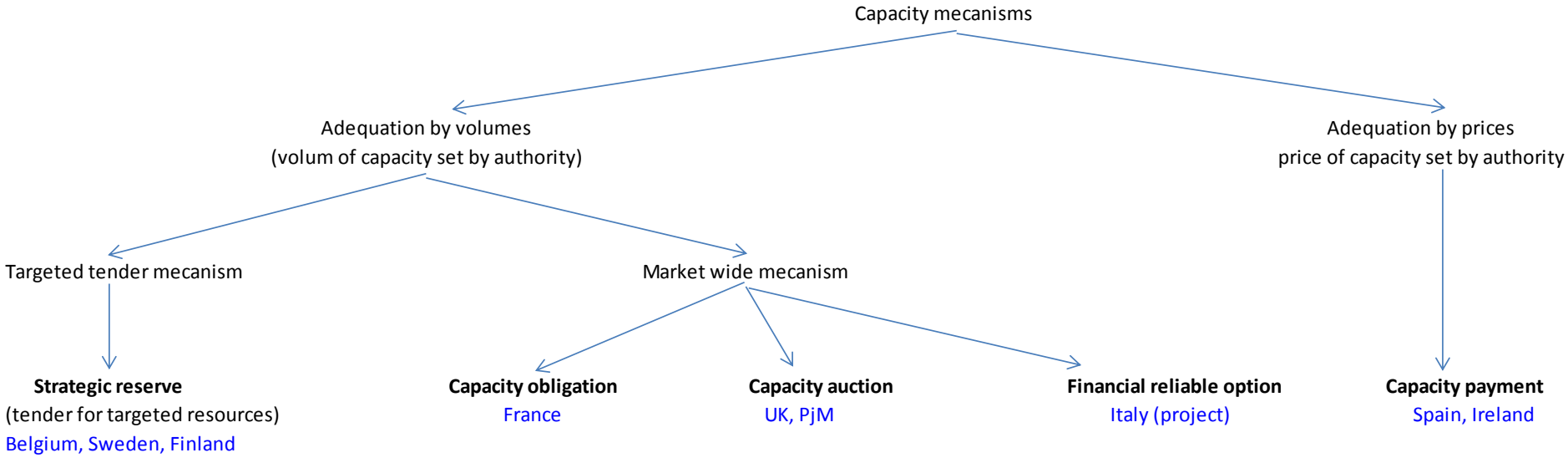
Voor de aggregatoren is het probleem structureel en het gevolg van de overgang naar een duurzaam energiesysteem wat een structurele verandering vergt van de manier waarop de toereikendheid wordt bereikt. Volgens hen moet de keuze van het marktmodel deze overgang versnellen en ervoor zorgen dat alle technologieën de concurrentie kunnen aangaan, zodat de optimale combinatie van technologieën aan de energiemarkt deelneemt.

Een deelnemer stelt voor de SLP-krommes aan te passen om rekening te houden met de plaatselijke elektriciteitsproductie die wordt afgetrokken van de vraag, in afwachting van de plaatsing van slimme meters die de voorspelbaarheid van de vraag zouden kunnen vergroten.

***Soort CRM***

Het volgende schema toont de verschillende soorten CRM.

Schema 1: Typologie van de vergoedingsmechanismen voor capaciteit



29) Zou in België de voorkeur moeten worden gegeven aan een mechanisme (zie schema 1):

- dat is gebaseerd op prijzen of op volume?
- dat het geheel van de capaciteit betreft of is gericht op een gedeelte ervan?
- dat gecentraliseerd of gedecentraliseerd is?

Argumenteer uw keuze.

gebaseerd op prijzen of op volumes

Gebaseerd op **volumes**.

In theorie leiden beide systemen tot hetzelfde resultaat, maar met een op volumes gebaseerd mechanisme kan het sneller worden behaald. Het volume dat nodig is om de LOLE 3u te behalen, wordt bepaald. Vervolgens wordt de producenten of leveranciers de verplichting opgelegd deze capaciteit te leveren, anders krijgen ze een boete.

Met een op prijzen gebaseerd mechanisme is het resultaat identiek, op voorwaarde dat het mogelijk is het prijsniveau te bepalen waartegen de verwachte hoeveelheid kan worden geleverd. Dat betekent dat de reactie van de investeerders precies kan worden voorspeld, wat impliceert dat alle parameters van hun beslissingsproces gekend moeten zijn (hun voorspelling van de prijs, hun eisen op het stuk van rentabiliteit, hun afkeer van risico,…). Dat zou pas na een lang leerproces mogelijk zijn. Dit lange proces van *trial-and-error* zou leiden tot ofwel te hoge prijzen voor de verbruikers, ofwel tot periodes van capaciteitstekort.

Een op volumes gebaseerd mechanisme door middel van een capaciteitsveiling zou de beste keuze zijn.

Het vervelende aan een op volumes gebaseerd mechanisme is dan weer dat de prijs die moet worden betaald, niet op voorhand kan worden bepaald.

dat het geheel van de capaciteit betreft of is gericht op een gedeelte ervan

*Argumenten ten voordele van een gericht mechanisme*

- Voor één deelnemer zou, gezien het toereikendheidstekort op Belgisch niveau is vastgelegd, een **gericht** mechanisme ten gunste van de centrales van het type STEG nodig zijn.

- Voor anderen zou het gericht moeten zijn op de laatste MW die bestemd zijn om uitzonderlijke situaties op te vangen en waarvan de rentabiliteit niet kan worden verzekerd op de markt: het op te lossen probleem is immers geen toereikendheidsprobleem aan de basis, maar op de piek.

*Argumenten ten voordele van een veralgemeend mechanisme*

Voor nog anderen zou het mechanisme **veralgemeend** moeten worden in de mate dat de continuïteit van de bevoorrading wordt verzekerd door de totale geïnstalleerde capaciteit en dus niet méér door nieuwe capaciteiten dan door de bestaande capaciteiten. Bij een gelijke beschikbaarheid zou de capaciteitsmarkt dezelfde waarde moeten toekennen aan een capaciteit, of die nu nieuw is of oud. Enkel aan de nieuwe installaties een signaal geven zou volgens hen fundamenteel fout zijn vanuit economisch oogpunt. De bestaande installaties moeten hetzelfde economische signaal krijgen opdat de investerings- of ontmantelingsbeslissingen op eenzelfde *level playing field* zouden worden genomen.

De markt moet een gezonde concurrentie tot stand brengen tussen oude en nieuwe installaties en tussen bestaande en nieuwe technologieën zodat het de meest efficiënte technologieën zijn die worden gekozen om het vereiste betrouwbaarheidsniveau te bereiken.

Het CRM zou open moeten staan voor de intermitterende productie en voor de vraag. Hun deelname zou beperkt zijn tot het gedeelte van de capaciteit waarvan de beschikbaarheid in alle omstandigheden verzekerd is.

Een gericht mechanisme zou een lagere prijs hebben, maar zou een risico op discriminatie inhouden, niet doeltreffend zijn op lange termijn (*slippery slope*), leiden tot een suboptimale en dus duurdere energiemix en het risico met zich meebrengen volledig gereguleerd te zijn.

*Toch is er sprake van twee beperkingen:*

- De capaciteiten die niet zouden worden geselecteerd in het Belgische capaciteitsmechanisme zouden moeten kunnen deelnemen aan de buitenlandse mechanismen en zouden dan niet meer beschikbaar zijn voor de Belgische markt (de grensoverschrijdende deelname zou de bevoorradingszekerheid van de regelzone evenwel niet in gevaar mogen brengen).

- Men dient zich de vraag te stellen over de opname van technologieën waarvoor een specifieke regulering geldt. Voor de capaciteiten die reeds via andere mechanismen een compensatie ontvangen moet de dubbele vergoeding worden vermeden.

Bijkomende commentaren in verband met het design

Sommigen leggen de nadruk op het omkeerbare karakter van het mechanisme.

Het type CRM mag geen vervorming teweegbrengen tussen de tools capex intensief en opex intensief.

Het CRM moet de vergoeding van de flexibiliteit mogelijk maken.

Om de beschikbaarheid van de nieuwe projecten te garanderen moet een prijssignaal tot stand gebracht worden door het houden van een veiling 3 of 4 jaar voor de levering (*forward*). Om de onzekerheden over het vereiste volume weg te werken, de deelnemers de kans te geven hun positie aan te passen en de capaciteiten die alleen op korte termijn bekend zijn (*demand response* in bepaalde gevallen) de kans te geven ook deel te nemen, een jaar voor het jaar van levering, zou men de markt moeten laten spelen.

gecentraliseerd of gedecentraliseerd

De fundamentele vragen zijn te weten hoe het totale te contracteren volume wordt bepaald en of er een open, liquide en doeltreffende markt bestaat om deze capaciteit te leveren.

*Bepaling van het volume*

Gezien de bevoorradingszekerheid een nationale bevoegdheid is en ze wordt gecontroleerd door de overheid in samenwerking met de transportnetbeheerder, moet volgens de voorstanders van een gecentraliseerde benadering de noodzakelijke capaciteit op gecentraliseerde wijze worden berekend. Voor een dergelijke berekening is een globaal zicht op het Belgische elektriciteitssysteem nodig, evenals de verzameling en verwerking van talrijke parameters. Alleen de overheden, in samenwerking met de TNB, kunnen dat efficiënt doen. Het zijn de overheden die het best geplaatst zijn om de impact van hun beleid op het piekverbruik te evalueren. Het zijn ook zij die het beste zicht hebben op de ontwikkelingsdoelstellingen van de hernieuwbare energiebronnen en op de timing voor de realisatie van de infrastructuurwerken (zoals de bijkomende interconnecties).

Het is ook de taak van deze overheid om te controleren dat deze capaciteit wordt ontwikkeld, zonder overschot of tekort.

Als de bepaling en de opvolging van de gewenste hoeveelheid echter centraal wordt bepaald, kan dat op expliciete wijze zoals in het VK, waar het totale volume gekend is, of om impliciete wijze (Frans systeem) waarbij elke leverancier verplicht is capaciteitscertificaten te bezitten van 1 of 1,2 keer de verbruikte MW zonder dat het totale volume wordt bepaald.

Voor de voorstanders van de gedecentraliseerde benadering moet de verantwoordelijkheid van de bevoorradingszekerheid zo dicht mogelijk bij de verbruiker liggen.

De twee systemen – gecentraliseerd of gedecentraliseerd - hebben hun voor- en nadelen:

- Een **gecentraliseerd** systeem dat gebaseerd is op het principe van een gecentraliseerde veiling met een *single buyer* is eenvoudiger en gemakkelijker in te voeren, de vraag wordt er duidelijker in uitgedrukt en het kan de investeerders gemakkelijker een langetermijngarantie geven (mogelijkheid contracten van verschillende looptijd te sluiten, bijvoorbeeld 3 jaar voor kleine investeringen, 10 tot 15 jaar voor nieuwe investeringen).

  Een gecentraliseerd mechanisme houdt dan weer het risico in dat de specificaties van het product beperkt zijn. Het houdt ook een groter risico op overschatting van het nodige volume in, en een groter regelgevingsrisico;
- Een gedecentraliseerd systeem biedt meer innovatiemogelijkheden (contracten op maat met de klanten, …) omdat elke leverancier, zonder tussenpersoon, zijn eigen toereikendheid moet kunnen verzekeren. Dit systeem is echter ingewikkelder om in te voeren, het brengt meer transactiekosten met zich mee, de doeltreffendheid ervan is in grote mate afhankelijk van de boetes. Het creëert maar moeilijk een stabiel signaal op lange termijn voor de investeerders; omdat de leveranciers geen langetermijncontracten sluiten geeft het dus minder zekerheid voor de investeringen.

  Eén deelnemer is voorstander van een volledig gedecentraliseerd systeem op basis van het model dat wordt voorgesteld door VKU en BDEW in Duitsland, en wel om twee redenen: enerzijds zou het de samenwerking met de Franse markt bevorderen; anderzijds, wanneer de klanten over een slimme meter beschikken, zullen zij daardoor zelf kunnen beslissen aan welke capaciteit zij behoefte hebben in een periode van tekort; op die manier zullen zij hun kosten voor de capaciteit

kunnen verminderen door te beslissen hun verbruik te verminderen in een periode van tekort.

30) Welke van de vijf genoemde systemen is volgens u het meest geschikt om de doelstelling te behalen en waarom?

De keuzes van sommige deelnemers zijn niet uitgesproken. Toch worden bepaalde voorkeuren geuit. Dat zijn de volgende:

- Een deelnemer: geen enkele (voorstander van een mechanisme gebaseerd op het principe van *contract for difference* in het kader van de EOM)
- GdF Suez, aggregatoren, Elia en drie andere deelnemers: *capacity auction*
- Twee deelnemers: maken geen duidelijke keuze tussen *capacity auction* en *capacity obligation*
- ACV: *capacity obligation* (als laatste redmiddel).
- Een deelnemer: *reliability option*
- Een deelnemer: *capacity obligation* van het type dat in Duitsland wordt voorgesteld door VKU en BDEW.
- Anode, Fortech (Wase Wind), Power Pulse, Ecopower, Eneco, Milieu BBLV en een andere deelnemer: SR.
- Dils Energie, Ode, Edora, Cogen Vlaanderen en twee andere deelnemers: spreken zich niet uit
- Febeliec en een andere deelnemer: geen enkele, de EOM volstaat.
- EFET en een andere deelnemer: *market wide mechanism* zonder precisering

31) Hoe kan de CRM die u voorstelt de eventuele vergissingen verzachten van de voorspelling gemaakt door de instantie verantwoordelijk voor de berekening van de volumes?

Het is weinig waarschijnlijk dat een CRM deze corrigeert: deze voorspelling houdt immers rekening met de informatie die vertrouwelijk is en hangt af van de criteria die door de overheid worden gebruikt om het niveau van bevoorradingszekerheid te bepalen. De ramingen moeten evenwel worden verbeterd door middel van een dialoog met de *stakeholders* over de onderliggende hypothesen. Een deelnemer en de aggregatoren zijn van mening dat de bevoegde overheid verplicht zou moeten zijn de

marktdeelnemers te raadplegen over de berekeningsmethodologie, de gebruikte scenario's en de gegevens.

De nodige correcties kunnen worden aangebracht door een jaarlijkse berekening van de capaciteit die nodig is voor verschillende tijdshorizons en door een jaarlijkse veiling voor al deze tijdshorizons..

In dat opzicht bestaat er een fundamenteel verschil tussen het gecentraliseerde en gedecentraliseerde mechanisme:

- in een gedecentraliseerd systeem verricht de leverancier de raming van zijn behoefte. Als hij zich vergist, verliest hij geld. Het systeem geeft de leverancier dus een bijkomende stimulans om zijn verplichting na te komen. De autoriteit moet de veiligheidsmarge precies bepalen, evenals het boetesysteem (maar de vaststelling van een probleem vindt *ex post* plaats);
- in het gecentraliseerde systeem speelt de leverancier geen enkele rol, want hij is het die voor de bevoorrading van zijn klanten instaat.

***Grensoverschrijdende samenwerking***

32) Moet een CRM in België de directe deelname van buitenlandse capaciteit toestaan?

Zo ja, van welke beheerswijze moet dan worden gebruik gemaakt voor de interconnectiecapaciteit?

Voor sommige deelnemers is het antwoord negatief omdat het begrip bevoorradingszekerheid plaatselijk is. Er rijst een probleem van bevoorradingszekerheid wanneer de interconnecties niet volstaan. Eén deelnemer is van mening dat de strategische reserve nationaal moet blijven, zo niet zou dit tot een beperking van de capaciteit aan de grens leiden.

Voor anderen is het antwoord bevestigend om twee redenen:

- Het is vanuit economisch oogpunt de meest efficiënte oplossing:
  - de import neemt evenveel aan de bevoorradingszekerheid deel als de plaatselijke capaciteit (binnen de beperkingen van de interconnectiecapaciteiten). Het zou niet relevant zijn een investeringssignaal te geven in België terwijl er aan de andere kant van de grens voldoende

capaciteiten bestaan om het gewenste niveau van bevoorradingszekerheid te verzekeren ;

- door de in het buitenland gelegen capaciteiten aan het Belgische mechanisme te laten deelnemen, zou de concurrentie toenemen en zouden de kosten voor de eindklant dus dalen;

- Dat zou een stimulans zijn om de mechanismen tussen de landen op elkaar af te stemmen en te harmoniseren.

Verscheidene deelnemers leggen de nadruk op de noodzaak van een gecoördineerde ontwikkeling op Europees niveau om scheeftrekkingen op de elektriciteitsmarkt te vermijden. Deze behoefte aan coördinatie wordt groter naarmate de afhankelijkheid van de bidding zones van de import toeneemt. Er zou dus een capaciteitsmarkt moeten worden ontwikkeld van dezelfde strekking als de koppeling van de elektriciteitsmarkten.

Voor wat het beheer van de interconnectiecapaciteiten betreft, verwijzen verscheidene respondenten naar het voorstel van Eurelectric dat de voorkeur geeft aan een expliciete contractualisering van de capaciteit in het buitenland (en bij de berekening van de behoefte aan capaciteit liever geen rekening houdt met een globale importcapaciteit) en het impliciete gebruik van de interconnectiecapaciteiten. Zij zijn eveneens van mening dat alle beschikbare capaciteiten moeten kunnen bieden op de groothandelsmarkt, los van de ondertekende capaciteitscontracten.

In de praktijk wil dat zeggen dat:

- de capaciteit expliciet wordt gecontracteerd – binnen de beperkingen van de interconnectiecapaciteit - om geen congestie te creëren. Om een dubbele vergoeding te vermijden, mag deze capaciteit niet meer op andere capaciteitsmarkten worden verkocht en mag er geen rekening meer mee worden gehouden in de berekening van de behoeften aan capaciteit van het land waar ze gelegen is;

- de interconnectie hoeft niet expliciet te worden gereserveerd, maar wordt impliciet gebruikt: de behoefte aan elektriciteit in een zone zal zich vertalen in een hogere prijs, het is de prijs van de elektriciteit op de markt die zal zorgen voor de *dispatching* van de productie-eenheden en de import, ook als de geleverde elektriciteit niet wordt geproduceerd door de centrale waarvan de capaciteit gecontracteerd werd. De elektriciteitsstroom staat dus los van de capaciteitsmarkt, maar de capaciteitsmarkt garandeert dat de elektriciteit in voldoende mate op de markt voorhanden zal zijn.

In het geval van een mechanisme dat gebaseerd is op capaciteitscertificaten zouden de certificaten op de Belgische markt kunnen worden aangeboden op voorwaarde dat de meest dwingende van de twee volgende limieten wordt gerespecteerd:

- het certificatenvolume moet lager zijn dan de interconnectiecapaciteit;
- het certificatenvolume mag niet hoger zijn dan de gewenste capaciteitsmarge.

### 33) Welke invloed zou een CRM in België en een EOM in een aangrenzend land op de energiemarkt hebben?

De interferentie van een CRM op het EOM *only* buurland zal afhangen van het *design* van het CRM – met name van de positie van de gesubsidieerde centrales in de *merit order*.

Niet gecoördineerde mechanismen van capaciteiten op de gekoppelde markten zullen scheeftrekkingen teweegbrengen en leiden tot de ontwikkeling van capaciteiten, niet waar ze nodig zijn, maar waar ze het best vergoed worden, zoals we reeds hebben gezien voor de subsidies aan de RES.

Volgens sommigen heeft een CRM geen rechtstreekse impact op de variabele kosten van de centrales (hij wijzigt niets aan de *merit order*). Op korte termijn zal hij de prijzen op de elektriciteitsmarkten dus niet beïnvloeden.

Voor anderen, als de elektriciteitsmarkt in een lange positie is in het land waar de vaste kosten van de capaciteit gedekt zijn door een CRM, zal de prijs van het aanbod alleen overeenstemmen met de variabele kosten; deze capaciteiten gaan dus een oneerlijke concurrentie kunnen aangaan met de capaciteiten die alleen door de EOM worden vergoed, waardoor er een druk zal ontstaan om ook in dit land een CRM te introduceren; vandaar de behoefte aan een gecoördineerde benadering op Europees niveau.

Iedereen is het erover eens dat er een onrechtstreekse impact zal zijn omdat een CRM meer capaciteiten in het systeem behoudt. Hij verkleint dus het aantal prijspieken op de EOM van de buurlanden (voor zover export mogelijk is).

De doeltreffendheid van de koppeling van de markten zou kunnen worden verminderd gezien het feit dat de prijzen niet meer dezelfde kosten zouden weerspiegelen.

Vanuit het oogpunt van de bevoorradingszekerheid zou de werking moeten worden geanalyseerd zowel in een periode van tekort in één van de twee landen als in het geval van gelijktijdige tekorten.

***Kenmerken van een CRM***

Bent u het eens met de volgende principes? Zo neen, geef dan aan waarom niet en geef (een) alternatief/alternatieven.

Met welke bijkomende principes moet volgens u rekening worden gehouden bij het ontwikkelen van een CRM in België?

- *Performantiecriteria, controle en sancties*

Elke capaciteitsvergoeding moet gekoppeld zijn aan performantiecriteria op het vlak van beschikbaarheid tijdens piekverbruik, flexibiliteit en milieuprestaties, alsook aan een strikte controle en geldboetes in geval van ongerechtvaardigde onbeschikbaarheid of inefficiënt beheer van de capaciteit. De opbrengst van de boetes zou in mindering moeten worden gebracht van de kost van de maatregel.

34) Aan welke performantiecriteria moet worden voldaan (beschikbaarheid, flexibiliteit, milieuprestaties, kost enz.)?

De respondenten die voorstander zijn van een CRM zijn unaniem: het criterium moet de **beschikbaarheid van de capaciteit zijn** wanneer het systeem er behoefte aan heeft (op de elektriciteitsmarkt of de markt van ondersteunende diensten).

Een beschikbaarheidsvereiste is verenigbaar met de organisatie van de elektriciteitsmarkt die vervolgens de centrales zal activeren waarvan de variabele productiekosten de laagste zijn, terwijl een criterium van effectieve levering van de elektriciteit een verstorend effect zou kunnen hebben op de elektriciteitsmarkt omdat het zou interfereren in de *merit order*.

De controle van de beschikbaarheid zou kunnen worden uitgeoefend:

- *ex post*: deelname aan de markt vanaf een bepaald niveau van clearingprijs van de *day ahead*-markt, bijv.: 200 EUR/MWh of 20% onder de marginale kost van

de marginale centrale in België (daar de prijs op deze markt een goede indicator is van het tekort);

- *ex ante*: certificatieproces (verificatie van de technische beschikbaarheid).

Het moet vergezeld gaan van een boetemechanisme, waarbij de meest doeltreffende methode is een systeem uit te bouwen waarmee de marktdeelnemer er een natuurlijk belang bij heeft zijn beschikbaarheidsgraad (cf.. aanbestedingsmechanisme) te maximaliseren.

Voor wat de overige *performances* betreft, bestaan er reeds andere stimulansen (onevenwichtsmarkt die aanzet tot flexibiliteit, milieuwetgeving die de na te leven prestaties vastlegt, optimalisatie van de variabele activeringskosten die gestimuleerd worden door de EOM). Toch zou voor sommigen de flexibiliteit ook via dit mechanisme moeten worden vergoed. Hoe flexibeler de centrales immers zijn, hoe minder ze de markt verstoren.

Er moet worden op toegezien dat de verschillende mechanismen die verschillende doelstellingen nastreven geen tegenstrijdige resultaten opleveren (bijvoorbeeld het behoud in het systeem van centrales die vervuilend zijn, maar noodzakelijk voor de SoS).

- *Stabiliteit van het mechanisme*

Het mechanisme moet stabiel zijn in de tijd, anders dreigt een hoog reguleringsrisico dat de impact van de maatregel aanzienlijk zal beperken.

35) Denkt u dat een mechanisme resulterend uit een politieke interventie garantie biedt op voldoende stabiliteit voor het bevorderen van nieuwe investeringen?

Voor de respondenten die voorstander zijn van een CRM past elke markt in een regelgevingskader en is ze het resultaat van een politieke beslissing. Er is een stabiel marktmodel op lange termijn voor nodig (gezien de lengte van het proces dat nodig is om nieuwe investeringen aan te trekken) en een visie op het energiebeleid die van de ene regering op de andere stabiel is. Zonder consensus van alle partijen (regering, regelgever, marktdeelnemers) is het risico groot dat er beroep wordt aangetekend.

De stabiliteitsgarantie zal volstaan indien de vergoeding voldoende hoog is en gedurende een voldoende lange tijd wordt ontvangen. Het is in dit verband belangrijk dat de overheid zich ertoe verbindt de prijs die uit de markt voortvloeit gedurende de

volledige contractuele periode te behouden. De rol van de overheden zou zich moeten beperken tot het beboeten en bewaken van de capaciteitsmarkt. Een prijsregeling zou de belangrijkste vorm van bedreiging zijn voor de stabiliteit van het systeem.

- *Openstelling voor nieuwkomers*

Het mechanisme moet een nieuwkomer in staat stellen nuttig te concurreren en mag de historische spelers niet bevoordelen en zo een bijkomend obstakel opwerpen voor de concurrentie in België.

36) Welke maatregelen moeten binnen het voorgestelde mechanisme worden genomen om toetredingsbarrières uit te sluiten?

De historische marktdeelnemers geen voorkeursbehandeling geven.

Bij een gelijke beschikbaarheidsgarantie, door de offertes van de nieuwe capaciteiten en de bestaande capaciteiten op dezelfde manier te behandelen. Een respondent merkt op dat de barrières om de markt te betreden zich eerder op de elektriciteitsmarkt bevinden (grotere blootstelling aan de onevenwichtstarieven met een enkele centrale dan met een portefeuille).

Dit punt is een grote bron van bezorgdheid voor de aggregatoren. Het *design* moet technologisch echt neutraal zijn.

- *Technologische neutraliteit*

Op het vlak van toereikendheid is het type capaciteit zelf niet bepalend (elk middel voor productie, afschakeling, interconnectie en opslag): bepalend is eerder de kans op de beschikbaarheid ervan in de periodes waarin het systeem onder druk staat. Bij een gelijke kans voor elk daarvan zou men deze middelen met elkaar moeten laten concurreren om zo de bevoorradingszekerheid tegen een zo laag mogelijke kost te waarborgen.

37) Wat is uw visie op de interactie tussen de vergoedingsmechanismen voor de RES en de deelname in een CRM?

De toekenning van een subsidie zou geen reden voor uitsluiting mogen zijn als de dienst wordt verleend, maar om een dubbele vergoeding te vermijden zou de op de capaciteitsmarkt verkregen vergoeding moeten worden afgetrokken van de ontvangen subsidies om een bepaald niveau van rentabiliteit te garanderen.

Voor de houders van klassieke centrales gaat een CRM bijdragen tot de ontwikkeling van de intermitterende RES door te zorgen voor de aanwezigheid van voldoende *back up*-centrales om de bevoorradingszekerheid te garanderen.

Voor de producenten van hernieuwbare energiebronnen gaat het integendeel de ontwikkeling van de RES vertragen door niet-flexibele thermische centrales op de markt te houden.

NB: de combinatie van intermitterende RES met opslagcapaciteiten zou het mogelijk maken meer gegarandeerde volumes aan te bieden en zou de behoefte aan thermische centrales verkleinen.

### 38) Moet nieuwe en bestaande productiecapaciteit op dezelfde manier worden behandeld?

Voor sommigen wel, op voorwaarde dat wordt gegarandeerd dat de beschikbaarheid vergelijkbaar is (een MW is een MW).

Voor anderen staat een ongelijke behandeling niet gelijk aan een oneerlijke behandeling. Volgens hen moet er een onderscheid worden gemaakt tussen afgeschreven en niet afgeschreven centrales omdat het afschrijvingspercentage geen invloed heeft op de vergoeding op de energie- of flexibiliteitsmarkt. Sommigen geven de voorkeur aan een gedifferentieerde behandeling afhankelijk van de technologie en het rendement.

Een manier om rekening te houden met deze elementen zou zijn de looptijd van de contracten te laten variëren: voor een nieuwe investering is een prijssignaal op langere termijn (10 tot 15 jaar) nodig. Voor centrales waarvoor een onderhoud of een *retrofit/repowering* nodig is, zou een tijdshorizon van 3 jaar volstaan.

Het zal voor de *demand response* moeilijk zijn deel te nemen aan een veiling die verscheidene jaren op voorhand wordt georganiseerd. Om dit obstakel weg te werken zou een bijkomende veiling een jaar voor het jaar van levering de *demand response* de kans geven deel te nemen (en de marktdeelnemers hun positie aan te passen).

### 39) Moet de interconnectiecapaciteit op dezelfde wijze worden beschouwd als de capaciteit voor productie, afschakeling en opslag?

De interconnecties zouden van de capaciteitsmarkt moeten worden uitgesloten.

Het gaat om een middel voor het transport van de energie, het kan niet in zijn eentje injecteren, aan de andere kant van de grens moeten er ook capaciteiten beschikbaar zijn. De koppeling van de markten gaat de optimale keuze van de productiemiddelen garanderen, maar:

- in een periode van tekort in een land gaan de interconnecties verzadigd geraken, wat de import gaat beperken. De nationale en buitenlandse capaciteiten zullen dan niet meer onderling verwisselbaar zijn;
- in een periode van gelijktijdig tekort gaat elk land zijn eigen productiemiddelen voor zichzelf houden.

Daarom mag de deelname van de capaciteiten aan een mechanisme in het buitenland de interconnectiecapaciteit niet overschrijden. Om dat te verifiëren moet er een register worden bijgehouden.

De overheden moeten echter de keuze maken tussen het ondersteunen van de investeringen in de interconnecties of deze in de capaciteiten.

***Wat moet een CRM vergoeden en op welke termijn?***

Betalen voor een capaciteit komt neer op het kopen van een leveringsoptie op het moment dat men elektriciteit behoeft.

40) Wat moet een CRM vergoeden: de beschikbaarheid van de capaciteit, de waarschijnlijkheid van de aanwezigheid op het gewenste moment, een optie om de energie in termijnen te leveren? Licht toe.

De beschikbaarheid van de capaciteit (EUR/MW/u) op de markt wanneer er een risico op tekort is.

Voor één deelnemer zou dat ook de vorm van een optie op de levering van energie op termijn kunnen aannemen.

*Wijze van vergoeding van de capaciteit*

In theorie gaat de aanbieder zijn capaciteit aanbieden tegen een prijs waarmee hij de verwachte inkomsten op de elektriciteitsmarkt kan aanvullen om al zijn kosten te dekken gezien de EOM reeds een impliciete capaciteitsvergoeding bevat. Als zijn offerte wordt geselecteerd dekt deze zijn kosten, als zijn offerte niet wordt geselecteerd, wordt hij

ertoe aangespoord zich (tijdelijk of definitief) uit de markt terug te trekken. Voor sommigen gaat het dus niet om een subsidiemechanisme.

Een capaciteitsvergoeding van het type: EUR /MW/jaar is eenvoudig en zou de toekomstige integratie met de buitenlandse mechanismen vergemakkelijken, maar het kan *windfall profits* genereren (vooral als ze wordt gekoppeld aan een veiling van het type *paid as cleared*). Als EOM immers kort is, stijgen de prijzen, wat betekent dat de inframarginale rente die bedoeld is om de capaciteit te vergoeden, toeneemt. Daaruit vloeit een dubbele capaciteitsvergoeding voort voor de centrales die naast de EOM ook over een CRM beschikken.

Een andere vergoedingswijze die het risico beter spreidt tussen de aanbieder van capaciteit en de gemeenschap zou een vergoeding zijn die gebaseerd is op een *contract for difference*. Maar dit systeem zou nog ingewikkelder zijn. Het zou rekening moeten houden met de kenmerken die eigen zijn aan elke technologie en aan de graad van afschrijving van de installaties.

De capaciteitsveiling toont de waarde van de schaarste :

- in geval van behoefte aan nieuwe capaciteiten zou de prijs moeten overeenstemmen met de kosten die door deze nieuwe capaciteit moeten worden gedekt ;
- als er tijdens de veiling een overcapaciteit wordt aangeboden, zal de prijs laag zijn. Deze verlaging van de inkomsten die het gevolg is van een overaanbod van capaciteit zal de markt ertoe aanzetten zich aan te passen door de minder efficiënte centrales in een lagere categorie te plaatsen.

Voor de aggregatoren mag de vergoeding niet afhangen van het aantal uren gedurende dewelke men de dienst kan verlenen, maar van de beschikbaarheid op een gegeven moment. Het verschil in vergoeding tussen kernenergie en de *demand response* ten gevolge van een kortere prestatieduur zal op de elektriciteitsmarkt worden gemaakt.

***Evaluatie van de verenigbaarheid met de beheersing van de elektriciteitsprijs***

Bij het creëren van een capaciteitsmarkt moet expliciet de capaciteit worden vergoed en wordt het risico, dat normaal door de investeerder wordt gedragen, gesocialiseerd. Dit kan leiden tot lagere financieringskosten (hoewel dan een politiek risico ontstaat dat gedekt moet worden), maar kan ook leiden tot een situatie waarin beslissingen niet langer worden genomen door de investeerders die de mogelijkheden en risico's van toekomstige inkomsten

dragen, maar, op minstens een indirecte wijze, door de overheid. Dat laatste heeft dan intensievere kapitaalinvesteringen dan nodig tot gevolg. Politieke besluitvorming kan invloed hebben op de *social welfare* die op de markt wordt uitgedrukt door een prijs die de VOLL (= *willingness to pay*) kan bedragen.

41) Wat is uw visie op de interacties tussen de energiemarkt en de capaciteitsmarkt met betrekking tot de prijs?

Idealiter zou het CRM de werking van de groothandelsmarkt niet mogen beïnvloeden. De prijs op de *spot*-markt neigt naar de productiekost van de marginale centrale, of ze nu in een CRM is opgenomen of niet. Op deze markt zou een CRM als voornaamste effect hebben dat frequente prijspieken worden vermeden die het gevolg zijn van een schaarste van de productiemiddelen.

Door de bestaande capaciteiten te behouden of nieuwe productiecapaciteiten aan te trekken die actief zullen zijn op de groothandelsmarkt gaat het CRM een prijsverlaging op de groothandelsmarkt genereren, wat zal worden weerspiegeld door een verlaging van de *forward*-prijzen.

Voor één deelnemer is de EOM gebaseerd op het principe '*paid as cleared*', volgens hetwelk de duurste geactiveerde centrale de marktprijs vastlegt. Alle geactiveerde centrales waarvan de marginale kost lager is, zullen een inframarginale rente ontvangen. In de huidige marktomstandigheden is deze rente onvoldoende en zal ze pas voldoende zijn in een structurele situatie van tekort, wat onaanvaardbaar zal zijn voor de samenleving. De concurrentie op de capaciteitsmarkt zal ervoor zorgen dat de inframarginale rente wordt afgetrokken van de vergoeding die op de capaciteitsmarkt wordt gevraagd.

42) Welke maatregelen zouden er moeten worden genomen om de buitensporige winsten (*windfall profits*) van sommige capaciteitstypes te voorkomen?

Er worden verschillende suggesties geformuleerd:

- rekening houden met de specifieke eigenschappen van de gebruikte technologieën;
- rekening houden met de afschrijvingsgraad;
- de houders van activa die van een CRM genieten verplichten hun winst te delen met degenen die het CRM hebben betaald;

- door te vermijden dat de centrales die het meest rendabel zijn in de EOM aan het CRM deelnemen;
- de concurrentie op deze markt moet leiden tot de aftrek van de inframarginale rente van de vergoeding die wordt ontvangen voor de capaciteit;
- de *reliability options* die de netbeheerder in staat stellen de rentes boven de *strike price* te recupereren hebben het voordeel dat dergelijke *windfall profits* worden vermeden*;*
- ze zijn onvermijdelijk, vooral met een systeem van *paid as cleared*-veiling. De enige manier om daaraan te verhelpen is ze *ex post* te belasten op basis van een berekening volgens type technologie.

Voor één deelnemer is er niets abnormaals aan het feit dat de vergoeding van de bestaande centrales stijgt dankzij het CRM. De huidige situatie waarin de bijdrage van de capaciteit tot de bevoorradingszekerheid onvoldoende is, is dat wel. Op een concurrentiële markt is het de marktdeelnemer die de beste oplossing voorstelt die het meeste geld verdient.

43) Wat is volgens u het effect van het voorgestelde mechanisme op de factuur van de eindverbruiker? Hoe moeten de kosten worden doorberekend?

Met een capaciteitsmechanisme wordt er een duidelijk onderscheid gemaakt tussen de waarde van de capaciteit en de waarde van de elektriciteit.

Voor een andere deelnemer is er geen bijkomende kost (in de twee systemen moeten de capaciteiten al hun kosten dekken). Het capaciteitstekort leidt tot een verhoging van de elektriciteitsprijs. In één geval (EOM) moet de verbruiker structurele prijspieken dragen (om de schaarsterente te genereren die noodzakelijk is om de laatste noodzakelijke MW te rentabiliseren), wat moeilijk aanvaardbaar lijkt. In het andere geval (EOM + CRM) worden de inkomsten uit de prijspieken vervangen door een stabiel inkomen dat wordt gegenereerd door de capaciteitsmarkt en aan de verbruiker wordt doorgerekend en worden de prijspieken op de EOM vermeden.

Het is belangrijk dat het CRM de correcte prijs genereert die de volledige kosten dekt, niet meer, niet minder. Deze prijs moet nul worden als de gewenste capaciteit voldoende inkomsten ontvangt via de elektriciteits- en onevenwichtsmarkten.

Eén deelnemer geeft aan dat, op basis van het resultaat van de veilingen in het Verenigd Koninkrijk, de meerkost vergelijkbaar zou zijn met het bedrag van de subsidies

die aan de RES zijn gestort en vestigt de aandacht op het feit dat de kost moet worden vergeleken met de kost voor een black-out die wordt berekend door het Planbureau (120 MEUR/u voor het eerste uur).

Een andere deelnemer verwijst naar de studie Frontier en Consentec die de meerkost berekent op 0,2 cEUR/kWh.

Wat de doorberekening van de kosten betreft, worden de volgende suggesties gedaan:

- in het geval van een '*capacity obligation*' zouden de kosten worden doorberekend aan de leverancier in functie van zijn afname op de piek en via de energiecomponent van de factuur verrekend worden, wat hem zou aanzetten het piekverbruik van zijn klanten te verminderen;
- in het geval van een '*capacity auction*' zou de unieke koper de kosten verrekenen via de netcomponent van de factuur (via een ODV) ;
- de kosten zouden kunnen worden toegekend aan het piekverbruik en aan de hernieuwbare energiebronnen;
- de kosten zouden moeten worden aangerekend aan de verbruikers die aanwezig zijn op de piek; (cf. studie CREG over grote klanten), de industriële verbruikers hebben een stabieler verbruiksprofiel dan de huishoudelijke verbruikers en hun verbruikspiek valt buiten de winterperiode.

***Evaluatie van de verenigbaarheid met de milieudoelstellingen***

44) In hoeverre kan het voorgestelde mechanisme garanderen dat de milieudoelstellingen worden behaald?

Voor één deelnemer draagt een CRM bij tot het behalen van de doelstelling op het stuk van productie uit hernieuwbare energie door de integratie ervan te ondersteunen omwille van het feit dat ze beschikbaar blijven voor het systeem en omdat ze de stabiliteit van de elektriciteitsbevoorrading garanderen.

Voor anderen is dat niet het doel ervan. De EU ETS is het geschikte instrument.

***Overgangsmaatregelen***

45) Zijn in afwachting van de eventuele invoering van een CRM overgangsmaatregelen nodig? Zo ja, welke?

De meningen van de deelnemers die voorstander zijn van een CRM stemmen met elkaar overeen. De strategische reserve moet worden behouden tot de implementatie van het CRM.

***Alternatieve oplossingen***

46) Hebt u andere ideeën of suggesties?

- Eerst een tijd bekijken hoe de strategische reserve werkt alvorens over te schakelen op een CRM.
- De opslag en het beheer van de vraag ontwikkelen.
- Maatregelen inzake energie-efficiëntie ontwikkelen (er blijft een enorm potentieel te exploiteren, wat de behoefte aan bijkomende productiecapaciteiten zou beperken).
- De *day ahead* en *intraday* markten zo snel mogelijk openstellen voor de *demand response* en elke andere technisch haalbare oplossing omdat dit een onmiddellijke significatieve impact zal hebben.
- De strategische reserve meer openstellen:
  - voor de SDR die activeerbaar is voor meer dan de 130 uur die momenteel worden geëist;
  - voor nieuwe capaciteiten in SGR zoals noodaggregaten die worden gehuurd en op de site van industriële klanten worden geplaatst.
- De prijs van de $CO_2$ verhogen (EU ETS).
- De interconnecties versterken.
- De evaluatie van de toereikendheid verbeteren, op zijn minst op CWE-schaal.
- Buiten reserveproducten van Elia is er geen enkele transparantie over de flexibiliteitsvolumes die door de commerciële marktdeelnemers worden gecontracteerd. Er zou een vertrouwelijke enquête moeten worden gehouden bij de betrokken commerciële marktdeelnemers, met name de ARP, teneinde deze volumes en de daarmee gepaard gaande activeringsvoorwaarden te bepalen (aantal uren per jaar, mogelijk aantal activeringen, …)
- Febeliec pleit voor een grotere soepelheid die de ondertekening van langetermijncontracten tussen producenten en industriële verbruikers mogelijk maakt. De samenwerking tussen industriële verbruikers en elektriciteitsproducenten zou de ontwikkeling van nieuwe capaciteiten stimuleren.

# BIJLAGE 2

## Illustratie van verschillende mechanismen van capaciteitsvergoeding (CRM)

## I.1 Mechanismen voor veiligstelling door middel van de prijzen

### *Capacity payment: Spanje, Portugal, Ierland*

Werkwijze

1. Bovenop de vergoeding voor de verkoop van MWh krijgen bepaalde types piekeenheden een, meestal vooraf vastgelegde, premie die wordt betaald voor alle beschikbare capaciteit of voor een deel daarvan. Het doel van deze capaciteitspremie is de producenten aan te sporen om te investeren. De regulator bepaalt dus de prijs van de capaciteit en de markt bepaalt de hoeveelheid van de capaciteit.

Er bestaan verschillende methodes om de premie te berekenen. Daarbij wordt meestal rekening gehouden met de waarschijnlijkheid dat het systeem in gebreke blijft (berekend in functie van het aanbod (O) van en de vraag (D) naar elektriciteit) en met de kost van een verstoring van de bevoorrading of de kost van de investering in een nieuwe productie-eenheid.

Voorbeelden:

**Spanje**[76]

**Context**

Zeer aantrekkelijke *feed-in*-tarieven die worden toegekend aan windenergie en aan zonne-energie, gekoppeld aan talrijke investeringen in STEG-centrales en een daling van de vraag, hebben geleid tot een overcapaciteit en een sterke daling van het gebruikspercentage van de STEG (van 4.000 u in 2006 naar 2.000 u en 2011) waardoor hun rentabiliteit sterk daalde

[76] Rapport van RTE aan de Minister belast met industrie, energie en digitale economie betreffende de invoering van het mechanisme voor een capaciteitsplicht voorzien in de wet NOME, 1 oktober 2011

terwijl hun aanwezigheid noodzakelijk is om het hoofd te bieden aan de intermittentie van de RES in een land met een zwakke interconnectie (3% van de productiecapaciteit).

**Oplossingen**

Een mechanisme van capaciteitsvergoeding was vanaf de vrijmaking opgenomen in het design van de markt. Om de toereikendheid van de productiemiddelen te garanderen voorziet het:

op lange termijn: de storting van een vergoeding in EUR/MW voor de nieuwe STEG-centrales en voor steenkoolcentrales die na 2008 in bedrijf zijn gesteld;

op middellange termijn: een vergoeding van de beschikbaarheid die gedifferentieerd is naargelang de technologie.

1. Forfaitaire vergoeding voor de beschikbaarheid betaald aan alle waterkracht-, steenkool-, gas- en stookolie-installaties die beschikbaar zijn tijdens de vooraf bepaalde piekperiodes (tariefperiodes 1 en 2), berekend op basis van volgende formule:

$RSD_{i,j} = a \times ind_j \times PN_i$

a = bedrag van de jaarlijkse vergoeding: 5,150 EUR/MW/jaar

$idn_j$ = vermenigvuldigingsindex (afhankelijk van de beschikbaarheid van de technologie bepaald op historische basis (steenkool: 0,912; STEG: 0,913; fuel-oil: 0,877; hydro: 0,237))

$PN_i$ = nettovermogen van de ter beschikking gestelde centrale.

De maximale vergoeding varieert dus tussen 4.640 EUR/MW/jaar en 1.220 EUR/MW/jaar en is bedoeld om de vaste kosten te dekken van de centrales die in *stand-by* staan om de verbruikspieken en de tekorten uit de windkrachtproductie te dekken.

Het is de enige vergoeding die wordt betaald aan de bestaande centrales.

Boete: de vergoeding wordt verminderd afhankelijk van het niet-beschikbare vermogen en van het aantal uren van onbeschikbaarheid in een piekperiode.

1. Inveteringssteun van conventionele productie-installaties met een capaciteit > 50 MW

Deze hulp is bedoeld om de vaste kosten te dekken van de marginale technologie (om te verhelpen aan de afwezigheid van de inframarginale rente).

Van 2007 tot 2011

Het volgende bedrag werd gestort tijdens de eerste 10 jaar, naargelang de beschikbaarheid van de centrale tijdens de pieken (de hulp wordt gestort op voorwaarde dat, gemiddeld over het jaar, het beschikbare vermogen in een piekperiode hoger is dan of gelijk is aan 90% van het nettovermogen van de installatie):

88.750 EUR/MW/jaar voor investeringen in de renovatie van centrales ouder dan 10 jaar;

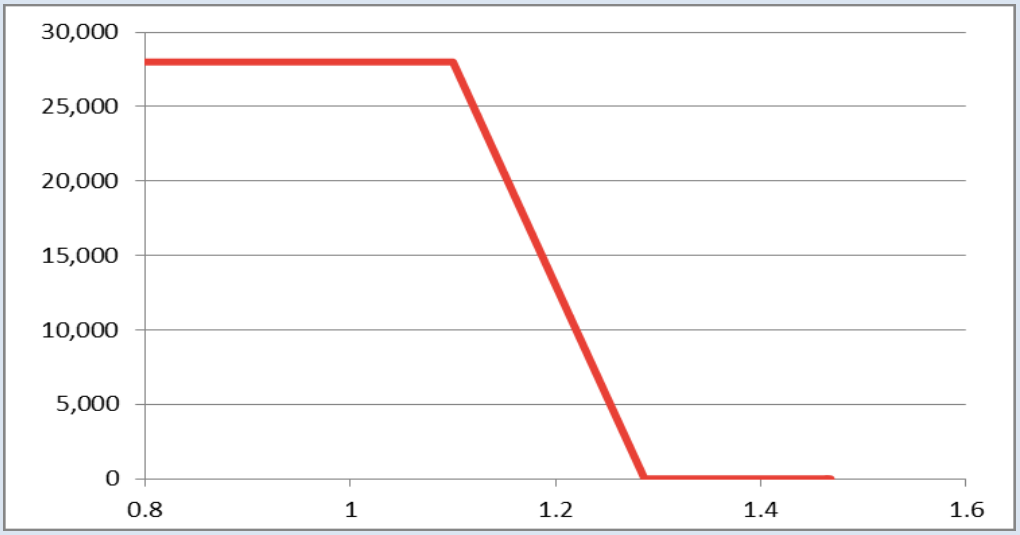
20.000 EUR/MW voor centrales jonger dan 10 jaar en nieuwe centrales.

Aanvankelijk moest de TNB, voor de nieuwe centrales, het bedrag van de steun elk kwartaal berekenen op basis van een **dekkingsindex** die werd gedefinieerd als de verhouding tussen het totale beschikbare vermogen en het verbruikte vermogen tijdens piekperiodes.

Indien de dekkingsratio ≤1,1 was (reserve van 10%), bedroeg de investeringssteun 28.000 EUR/MW/jaar.

Indien de dekkingsratio >1,1 was, nam de betaalde steun voor de extra MW lineair af op basis van de volgende formule: (193.000-150.000 x dekkingsindex) EUR/MW/jaar. Zodra de dekkingsratio 1,29 bedraagt, is de steun 0.

Figuur 1 : Vergoeding voor de capaciteit in functie van het niveau van de reserve (EUR/MW)




Voorbeeld: als de marge 1,2 bedraagt, zou een centrale van 100 MW het volgende hebben ontvangen:

193.000 – 150.000 x 1,2 = 13.000 EUR/MW per jaar gedurende 10 jaar, zijnde 13 miljoen EUR

Deze voorziening werd uiteindelijk niet toegepast.

Vanaf 2011

De nieuwe STEG-centrales en waterkrachtcentrales van meer dan 50 MW krijgen een vaste vergoeding van 26.000 EUR/MW/jaar in 2011 gedurende 10 jaar, 23.400 EUR/MW/jaar in 2012 gedurende 10 jaar en 10.000 EUR/MW/jaar gedurende 20 jaar vanaf 2013 zonder dat ze het bewijs van hun beschikbaarheid hoeven te leveren tijdens de piekuren.

De kost van deze maatregel werd, voor 2012 geraamd op 191 miljoen (beschikbaarheidsvergoeding) en 651 miljoen EUR (investeringssteun).

**Groot-Brittannië - oud systeem van *pool*, afgeschaft in 2000**

**Principe**

Het marktmechanisme dat in 1990 werd ingevoerd, voorzag een vergoeding voor het ter beschikking stellen van capaciteit op basis van een formule waarin rekening werd gehouden met de waarschijnlijkheid van een verlies aan belasting op het net:

*Capacity payment* = LOLP[77] x (*value of lost load – system marginal price*)

*Pool purchase price = system marginal price + capacity payment*.

**Probleem**

Voor zover enerzijds de *day ahead*-vraagramingen gekend waren en anderzijds de productie van de andere marktspelers vooral kaderde in de *baseload* of voor de IPP's (*Independent Power Producers*) gekoppeld was aan *take-or-pay*-aankoopcontracten voor brandstof, konden de twee belangrijkste producenten de restvraag berekenen die zij moesten dekken. Op die manier konden zij de markt manipuleren door hun beschikbare capaciteit te verminderen (door in piekperiodes capaciteit onbeschikbaar te verklaren en hun productiecapaciteit geleidelijk te verminderen) om zowel de *system marginal price* als het *capacity payment* op te drijven.

[77] Lost of load probability

Via de *New Electricity Trading Arrangements* (NETA) die werden ingevoerd in 2001 werd dit systeem van capaciteitsvergoeding afgeschaft [78].

Voor- en nadelen

2. Het voordeel van het mechanisme is dat het eenvoudig is en een gedifferentieerde vergoeding van de bestaande en nieuwe investeringen mogelijk maakt. Er zijn echter twee grote nadelen aan verbonden:

- de vergoeding is niet gebaseerd op marktregels, wat het risico inhoudt dat de investeerders druk gaan uitoefenen om hoge bedragen aan steun te verkrijgen, die de voornaamste motor voor de investeringen worden;
- het volume is niet gegarandeerd.

## I.2 Mechanisme voor veiligstelling door middel van de hoeveelheden

3. Het te realiseren toereikendheidsniveau wordt vooraf bepaald en de spelers krijgen prijssignalen om dit gewenste capaciteitsniveau te realiseren.

Er bestaan twee grote types mechanismen: de strategische capaciteitsreserves en de capaciteitsmarkten.

### I.2.1 Contractueel mechanisme

#### *Strategische capaciteitsreserves (tender for targeted resource): Zweden, Finland, België*

Werkwijze

[78] CRI, Regulation of the UK electricity industry, 2002 edition, University of Bath http://www.bath.ac.uk/management/cri/pubpdf/Industry_Briefs/Electricity_Gillian_Simmonds.pdf

Hoeveelheid

4. De overheden bepalen een aantal jaren op voorhand de omvang van de strategische capaciteitsreserve op basis van een raming van de vraag en van wat de markt zou leveren indien er geen mechanisme voorhanden zou zijn.

Prijs

5. Na een aanbesteding sluit de TNB een contract af met de capaciteitshouders (productie of afschakelbaar vermogen) waardoor hij het recht krijgt om bepaalde capaciteiten te mobiliseren. Deze zullen niet beschikbaar zijn op de markt (behalve na een specifieke toestemming) en zijn de enige die vergoed worden. De strategische reserve fungeert als producent in noodgevallen.
De kost wordt doorgerekend aan de leveranciers die deze op hun beurt verhalen op hun klanten.

Voorbeeld:

**Zweden**

**Context**

De consumptiepiek hangt sterk samen met de temperatuur.

De beschikbare capaciteit van de waterkrachtcentrales verschilt van jaar tot jaar, afhankelijk van het waterniveau in de reservoirs.

Na de vrijmaking zijn de producenten echter begonnen met het sluiten van stookoliecentrales die voordien werden gebruikt als *back-up*, waardoor de bevoorradingszekerheid in gevaar kwam. In 2003 werd een tijdelijk mechanisme voor strategische piekreserves ingevoerd, eerst voor 5 jaar, daarna tot in 2020. Rekening houdende met de ontwikkeling van de productie van windenergie wordt nagedacht over het verlengen van het mechanisme tot na 2020.

De reserve dient om winterpieken ten gevolge van uitzonderlijke omstandigheden op te vangen.

**Oplossing**

De wet geeft de TNB de opdracht om jaarlijks een strategische piekreserve aan te kopen die gebruikt kan worden tussen 16 november en 15 maart en waarvan hij het maximumvolume vastlegt.

Jaarlijks schrijft de TNB een aanbesteding uit waaraan zowel producenten (de centrale moet in minder dan 12 uur kunnen opstarten) als capaciteitshouders voor afschakelbaar vermogen mogen deelnemen.

De geselecteerde capaciteiten worden vergoed op basis van hun aanbod. De productie-eenheden ontvangen een vaste vergoeding van de capaciteit waaraan een vergoeding voor de start en de activering wordt toegevoegd. De vraag ontvangt een vergoeding om de administratieve kosten te dekken en een vergoeding gebaseerd op het *balancing*-tarief om de variabele kosten te dekken.

Aanvankelijk werden deze capaciteiten uit de markt genomen. Sinds januari 2009 wordt ze in bepaalde omstandigheden door de TNB op de *day ahead*-markt geïntroduceerd om de prijsvorming op de markt niet te beïnvloeden:

- als laatste redmiddel, na alle commerciële aanbiedingen indien er geen evenwicht is;

- tegen de prijs van het laatst aanvaarde commerciële aanbod + 0,1 EUR/MWh,

wat niet ideaal is in een periode van ernstige tekorten, wanneer kleine volumes een buitensporig effect kunnen hebben op de elektriciteitsprijs. Om dit probleem op te lossen, uitgaande van het principe dat de capaciteiten voor afschakelbaar vermogen die deel uitmaken van de reserve vanaf 2012 aanwezig zouden zijn zonder vergoeding, mogen zij ook commerciële aanbiedingen doen op de *day ahead*-markt met het doel het beheer van de vraag te bevorderen.

Indien de middelen niet geactiveerd worden, moeten zij beschikbaar zijn om mee te werken aan de *balancing* (na de commerciële offertes)).

De kost per kWh die resulteert uit de aanbesteding is relatief laag voor de verbruikers en de reservecapaciteiten worden niet elk jaar gebruikt ((5.800 EUR/MW tijdens de winter 2011/2012). Voor de winter 2014/2015 bedroeg het toegelaten maximum 1.500 MW (ten opzichte van een verbruikspiek van 26.000 MW). Er werden 1.346 MW gecontracteerd, waarvan 720 MW productie en 626 MW vraag.

Na te hebben overwogen het volume van de reserve geleidelijk aan af te bouwen naar 750 MW voor de winter 2017/2018 en de volgende winter tot de buitenwerkingstelling van het mechanisme in 2020 en het gedeelte van het afschakelbaar vermogen te vergroten (vanaf 2011), om zo te komen tot een *energy only market*, hebben de overheden in 2014 beslist de voorziening verder te zetten en de TNB vrij te laten beslissen over het volume tussen productie en afschakeling.

Finland past sinds 2006 hetzelfde mechanisme toe. De contracten hebben een looptijd van twee jaar. Sinds december 2013 kunnen de productie en de vraag deelnemen. De productie-eenheden moeten beschikbaar zijn binnen een termijn van 12 uur in de winterperiode en 1 maand buiten deze periode.

In tegenstelling tot de regels die in Zweden worden toegepast kunnen de gecontracteerde afschakelbare vermogens niet aan de *day-ahead*-markt deelnemen.

Voor- en nadelen

6. Het systeem is eenvoudig en kan snel worden ingevoerd, en het verstoort het mechanisme van de prijsvorming op de markt slechts in zeer beperkte mate (op voorwaarde dat de capaciteiten goed afgemeten zijn en alleen worden gebruikt in uitzonderlijke piekomstandigheden). De marktprijs blijft de voornaamste motor voor de investeringen. Er is dus geen risico van *'missing money*' aan verbonden.

Dit model is uiterst geschikt voor het in stand houden van bestaande centrales met het oog op een uitzonderlijk gebruik, **maar niet om nieuwe investeringen aan te trekken**.

Indien de vereiste capaciteiten bovendien beperkt zijn in aantal, beschikken de capaciteitshouders over macht op de markt en kunnen ze dreigen centrales te sluiten als ze geen vergoeding ontvangen. Een groeiend aantal piek- of semipiekcentrales wordt dan uit de markt genomen om opgenomen te worden in de reserve, wat gewoon neerkomt op een verplaatsing van de capaciteiten. Als het ontvangen van een capaciteitsvergoeding aantrekkelijker wordt dan op de *commodity*-markt blijven, leidt dit immers tot een gebrek aan investeringen buiten dit mechanisme, waardoor de TNB steeds meer productiecapaciteit zou moeten aankopen.

Dit mechanisme is niet ideaal om de back-upservices van de RES te vergoeden voor zover de centrales vaak gebruikt moeten worden. De regelmatige activering van de reserve, met name wanneer de prijzen geen grote pieken kennen (in theorie de *value of lost load*), is echter verboden. Deze zou het immers noodzakelijk maken grotere capaciteiten uit de markt

te nemen, waarvan er een aantal nuttiger zouden zijn in de *merit order*, wat zou leiden tot een stijging van de elektriciteitsprijs op de *day ahead* markt.

### I.2.2 Mechanismen van de capaciteitsmarkt

Werkwijze

7. Het gaat hier om marktmechanismen waarbij de producten meerdere jaren op voorhand gevaloriseerd worden, waarbij de leverancier een actieve rol speelt die gepaard gaat met sancties in geval van niet-naleving van de beschikbaarheid.

Deze mechanismen zijn gebaseerd op:

- enerzijds op de verplichting voor de leveranciers om te beschikken over capaciteitswaarborgen waarmee ze de verbruikspieken van hun klanten kunnen verzekeren, en over een veiligheidsmarge om het globale evenwicht tussen vraag en aanbod te waarborgen;
- anderzijds op de toekenning van capaciteitscertificaten aan de houders van erkende capaciteiten (productie of afschakelbaar vermogen);
- ten slotte op controles en sancties in geval van onbeschikbaarheid van de capaciteit of van de capaciteitsgarantie (die het terugtrekken van capaciteit met de bedoeling de elektriciteitsprijs op te drijven minder aantrekkelijk maken).

De leveranciers kunnen hun verplichting hetzij rechtstreeks (zelflevering / bilaterale contracten), hetzij onrechtstreeks (georganiseerde markt, veilingen) dekken.

Om de vergoeding van de piekcentrales door een veilingmechanisme te garanderen, wordt een gestuurde vraagcurve gemaakt. Dit kan gebeuren via twee methodes:

- PjM-methode: de producent kan een marge realiseren op de variabele kosten op de energiemarkt en de gestuurde vraagcurve is zo ontworpen dat ze de ontbrekende waarde kan recupereren om de vaste kosten (*missing money*) op de capaciteitsmarkt te dekken (wat ingaat tegen de vorming van de prijzen op een vrijgemaakte markt) ;
- *peak energy rent* (ISO-NE) methode: de capaciteitsmarkt vergoedt alle vaste kosten van de piekcentrale (volledige kapitaalkost). Er wordt een prijsplafond bepaald op de energiemarkt. De marge die wordt gerealiseerd bovenop de variabele kost wordt afgehouden van de inkomsten die de producent verwerft op de capaciteitsmarkt.

Ongeacht de methode moet er een controlemechanisme op de inkomsten worden geïmplementeerd om een ongerechtvaardigde vergoeding van de capaciteit te vermijden.

Het certificeren van de capaciteiten is een hoofdelement van het mechanisme. Om te kunnen deelnemen aan de markt moeten de capaciteiten voldoen aan bepaalde criteria (duur van de beschikbaarheid, minimaal beschikbaar vermogen, ...) om de toereikendheid te garanderen.

Er zijn diverse marktmodellen mogelijk afhankelijk van het centralisatieniveau, de duur en de perimeter van het mechanisme.

## *Capacity obligation (gedecentraliseerde benadering) (Frankrijk)*

Werkwijze

8. Elke leverancier evalueert zijn eigen capaciteitsbehoeften op basis van zijn ramingen van het verbruiksprofiel van zijn klantenbestand (*bottom-up* benadering).

Daarna is het aan hem om zijn verplichtingen na te komen, hetzij door zijn eigen productiemiddelen te laten certificeren, hetzij door bilaterale contracten af te sluiten voor de aankoop van capaciteitscertificaten bij de capaciteitshouders.

De leverancier moet een boete betalen als hij onvoldoende capaciteit heeft aangetrokken.

**Frankrijk**

Zie hoofdstuk 4

## *Capacity auction (gecentraliseerde benadering) (markt Pennsylvania – New Jersey, Maryland (PjM reliability pricing model (RPM)), ISO-NE, VS, project VK)*

Doel

De *forward* capaciteitsmarkt is ontworpen om zowel de productie als de vraag, evenals de energie-efficiëntie en het transmissienet op een transparante wijze de gelegenheid te bieden bij te dragen tot oplossingen van de ontoereikendheid van de productiemiddelen.

Voorbeeld:

**PjM – Reliability pricing model (RPM)**

Omvang van de capaciteit en capaciteitsverplichting

5. De marktdeelnemer van het net (PjM) legt 3 jaar op voorhand de behoefte aan capaciteit vast die geïnstalleerd is op basis van een voorspelling van de vraagpiek waaraan een reservemarge wordt toegevoegd (*top-down*-benadering die de meerjarenplanning van de investeringen in acht neemt). Het betrouwbaarheidscriterium bedraagt één groot incident om de 10 jaar.

Vervolgens wijst hij capaciteitsverplichtingen toe aan elke elektriciteitsleverancier, afhankelijk van het aandeel van zijn klanten in de verbruikspieken.

Markt

De vraag wordt bepaald door de capaciteitsverplichting die aan alle elektriciteitsleveranciers wordt opgelegd. Alle leveranciers zijn verplicht aan de veiling deel te nemen, behalve als ze een plan (FRR *capacity plan*) voorleggen waarin de manier wordt gedefinieerd indien zij gedurende de 5 volgende jaren met eigen middelen aan hun verplichting zullen voldoen. Op die manier kunnen zij niet worden blootgesteld aan de *clearing* prijs van de veilingen.

De leverancier kan zijn verplichtingen op verschillende manieren nakomen:

- door zijn eigen productie-eenheden te bouwen;
- door bilaterale contracten aan te gaan;
- door gebruik te maken van de capaciteiten die de TNB heeft aangekocht op veilingen;

Het capaciteitsaanbod kan afkomstig zijn van bestaande productie-eenheden die over een beschikbare UCAP beschikken (verplichte deelname), met inbegrip van degene die op een intermitterende wijze produceren (m.a.w. die geen ononderbroken productie van 12 uur kunnen garanderen) en toekomstige centrales, van bestaande en toekomstige capaciteiten voor afschakelbaar vermogen *energy efficiency*[79]-acties, van een verhoogde transmissiecapaciteit, van productie-eenheden gelegen buiten de PjM-zone op voorwaarde dat zij bewijzen over de nodige transmissiecapaciteit te beschikken en dat zij gecertificeerd

[79] Daardoor konden de kosten van de subsidies voor energiebesparingsprogramma's worden verminderd.

zijn (vrijwillige deelname). De marktdeelname is verplicht (vrijgesteld zijn de capaciteiten voorbehouden voor de export, waarvoor leveranciers reeds contracten hebben afgesloten of die niet beantwoorden aan bepaalde criteria, bijv. op het vlak van milieuvriendelijkheid).

Het aanbod heeft betrekking op flexibele capaciteitsbronnen. Voor de levering van niet-flexibele capaciteiten bestaat een ander type contract.

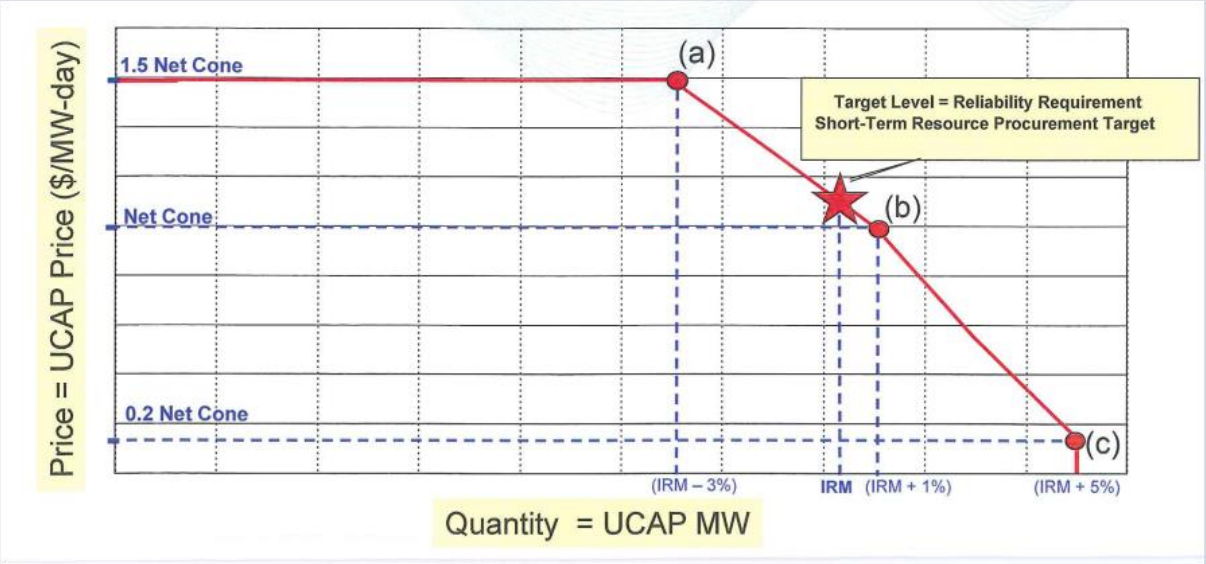
De capaciteit die effectief beschikbaar is tijdens de zomerpiek (*unforced capacity* - UCAP) wordt bepaald op basis van de geïnstalleerde capaciteit en van de onderbrekingswaarschijnlijkheid.

Een mechanisme van veiling van capaciteitscertificaten met een unieke koper (GRT) werd in 2007 ingevoerd.

Een basisveiling drie jaar voor de leveringsperiode (om concurrentie tussen bestaande en nieuwe centrales toe te laten) en maximaal 3 restveilingen korter bij het jaar van de levering (23 maanden, 13 maanden en 4 maanden voor de levering) worden georganiseerd om de onnauwkeurigheden in de eerste ramingen van vraag en aanbod te beperken en om de vereiste totale capaciteit te realiseren.

Om de prijsvolatiliteit te beperken werd een degressieve vraagcurve opgesteld op basis van de Net CONE en van de doelhoeveelheid. De vraagcurve wordt zodanig opgesteld dat de prijs van de capaciteit gelijk is aan de Net CONE voor de doelcapaciteit + 1%. Voor hoeveelheden kleiner dan de doelhoeveelheid -3% wordt de prijs van de capaciteit bepaald op 150% van de Net CONE. Hij neemt daarna lineair af (dit weerspiegelt de afnemende valorisatie van de verhoogde betrouwbaarheid die wordt gewaarborgd door de capaciteiten die de gewenste hoeveelheid overschrijden) en wordt nul wanneer de aangeboden hoeveelheid de doelhoeveelheid met 5% overschrijdt.

Figuur 1: Voorbeeld van de curve voor de capaciteitsvraag




Bron : PJM

Punt B geeft het gewenste niveau van de capaciteitsreserve aan.

De Net CONE (*net cost of new entry*) = gross CONE – inkomsten uit de verkoop van elektriciteit en de ondersteunende diensten

Gross CONE = de geraamde ontwikkelingskost voor een referentieturbine (stoom- en gasturbine-installatie) die een nieuwe speler moet dekken. Deze omvat het kapitaal en de vaste exploitatiekosten die nodig zijn om de productie-eenheid te bouwen en te laten functioneren (*levelized* (om een jaarlijkse kost te verkrijgen) *capital cost* + *annual fixed O&M*).

De CONE wordt administratief bepaald op basis van adviezen van experten. Hij wordt jaarlijks geïndexeerd en de parameters ervan worden om de 3 jaar herzien.

*Energy and ancillary services offset* = een raming van de nettowinst die deze nieuwkomer op de verkoop van elektriciteit en ondersteunende diensten gaat realiseren, verkregen door het gemiddelde te berekenen over de laatste drie jaar van inkomsten die zijn gerealiseerd door een centrale van de referentietechnologie. Het gaat hier om de marge op de variabele kosten.

De Net CONE geeft dus de jaarlijkse restvergoeding (missing money) weer die de nieuwe speler in de wacht moet slepen op de capaciteitsmarkt om de vaste kosten van de productie-eenheid te dekken. De CONE geeft de *levelized cost* -kapitaalkost en de jaarlijkse vaste

kosten voor de werking en het onderhoud van de referentietechnologie over verscheidene jaren van werking weer. De referentietechnologie is de piekcentrale waarvan de vaste kosten het laagst zijn en de variabele kosten het hoogst zijn van de technologieën die vanuit economisch standpunt leefbaar zijn (momenteel: gasturbine met open cyclus).

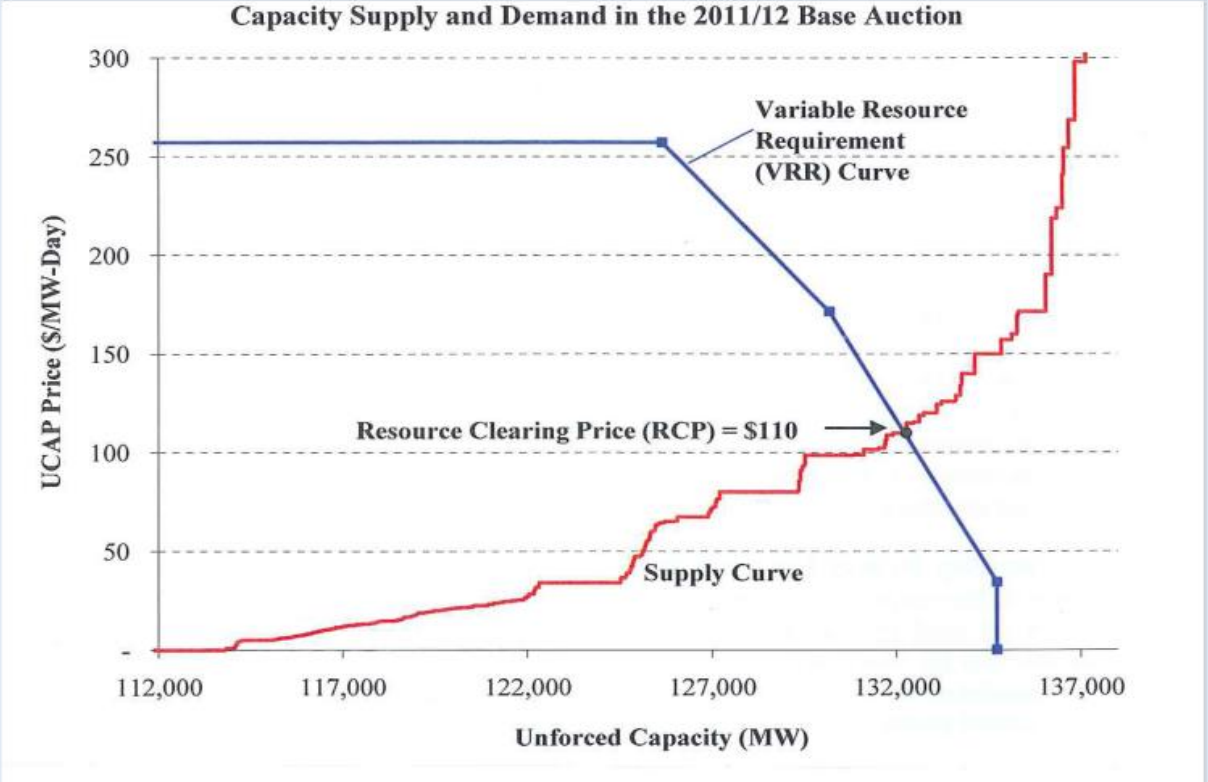
De aanbodcurve wordt bepaald op basis van de situatie bij de aanbieders van capaciteit.

De veiling begint tegen een prijs die gelijk is aan anderhalve keer de *net cone*. De aanbieders (van vooraf gecertificeerde capaciteiten) geven aan welke hoeveelheid ze willen leveren tegen deze prijs. Als het aanbod groter is dan de vraag, daalt de prijs. Deze procedure wordt herhaald totdat het aanbod overeenstemt met de vraag. De eindprijs wordt betaald voor alle capaciteiten waarvoor het aanbod werd weerhouden.

Als het aanbod van beschikbare capaciteit links van punt B ligt, wordt de vraagcurve ontworpen om een prijs op te leveren die aanzet tot het bouwen van nieuwe productiecapaciteiten. Als de aangeboden capaciteit daarentegen te groot is, dalen de inkomsten, wat kan leiden tot een intrekking van capaciteiten als deze geen bijkomende inkomsten genereren door de verkoop van energie.

Het verschil tussen het *target level* en punt C geeft de capaciteitsreserve weer die gecontracteerd is door de TNB.

Figuur 2: Vraag- en aanbodcurves voor capaciteit




Na een veiling gaat de TNB een contract aan met de capaciteitshouders (productie of afschakelbaar vermogen), dat hem het recht geeft om ze te mobiliseren. De looptijd ervan bedraagt 3 jaar voor de nieuwe investeringen en een jaar voor de bestaande capaciteiten.

Er worden drie aanvullende veilingen georganiseerd (*incremental auctions*) 20 maanden, 10 maanden en 3 maanden voor het begin van het jaar van levering om de behoeften aan te passen, zich vervangmiddelen aan te schaffen, zich kortetermijnmiddelen aan te schaffen. De prijzen en volumes zijn er minder hoog dan tijdens de hoofdveiling.

Een bilaterale markt die open staat vanaf de eerste veiling tot het einde van het jaar van levering stelt de capaciteitshouders vervolgens in staat de risico's de dekken die aan hun engagementen verbonden zijn, hun overschotten te valoriseren en de leveranciers het risico te dekken dat verbonden is aan de capaciteitskost (*Financial Transmission Rights*).

Vervolgens worden er controles uitgevoerd om de effectieve beschikbaarheid van de capaciteit tijdens piekperiodes na te gaan (de controle van de productie omvat de controle van de globale beschikbaarheid in de loop van het jaar, van de beschikbaarheid tijdens piekperiodes, van het reële karakter van de geïnstalleerde capaciteit, van de geplande onderbrekingen; de controle op het afschakelbaar vermogen omvat de controle van het afgeschakelde vermogen klant per klant, en van de capaciteit aan afgeschakeld vermogen).

De inkomsten kunnen gedeeltelijk of volledig tenietgedaan worden door boetes. Er kunnen twee boetes worden opgelegd: de ene is afhankelijk van de algemene beschikbaarheid van de capaciteit tijdens het volledige jaar en de andere bestraft de onbeschikbaarheid tijdens piekperiodes.

Verplichting van de leverancier

De leverancier kent zijn dagelijkse capaciteitsverplichting 36 uur op voorhand.

Dekking van de kosten

De contractkosten worden verdeeld tussen de leveranciers evenredig met het aandeel van hun klanten in de piekperiode (dagelijkse capaciteitsverplichting x prijs van de capaciteit). Zij rekenen deze vervolgens door aan hun eindklanten.

De behoefte aan capaciteit wordt bepaald door de overheid. De prijs van de capaciteit wordt vastgelegd tijdens een gecentraliseerde veiling. De investeringsbeslissing is gebaseerd op de prijs van de capaciteit. De prijs van de energie dient alleen voor de optimalisatie bij CT (*dispatching* = keuze van de centrale die wordt gekozen om te produceren). Het investeringsrisico wordt gesocialiseerd.

Varianten

Er bestaan ook andere marktontwerpen. Met PjM is het mogelijk een marge op de variabele kosten te realiseren en het compenseert het *missing money*. ISO NE belet het realiseren van een marge op de variabele kosten op de energiemarkt en vergoedt alle vaste kosten op de capaciteitsmarkt.

Op bepaalde markten werden aanvullende regels toegevoegd (plafonnering van het prijsaanbod voor de bestaande capaciteiten, prijsgarantie voor meerdere jaren, gedifferentieerde capaciteitsbehoeften per type, …) zodat het prijssignaal het mogelijk maakt de doelstelling qua toereikendheid van de productiemiddelen te realiseren.

MISO – Ressource adequacy requirement (RAR)

De TNB legt niet alleen de planning van de vraag vast. Hij telt de voorspellingen van de belastingen van de leveranciers bij elkaar op en voegt er een marge aan toe. De leveranciers kunnen van hun “elektrische belasting” het gedeelte aftrekken dat gedekt is door eigen middelen.

De veiling vindt plaats in maart van het jaar dat voorafgaat aan het jaar van levering.

NYISO – Installed capacity market (ICAP)

De leveranciers kunnen zich op deze markt bevoorraden als ze niet via eigen middelen of via bilaterale aankopen aan hun capaciteitsverplichting hebben voldaan. Ze bestaat uit drie veilingen. Een hoofdveiling om UCAP aan te schaffen met een termijn van 6 maanden (*capability period*). Ze wordt gehouden 30 dagen voor het begin van de periode van levering van 6 maanden, veiling gehouden 15 dagen voor het begin van de maand van levering tijdens dewelke de deelnemers hun UCAP kunnen kopen of verkopen voor elk van de resterende maanden van de *capability period*, *spot*-veiling 2 tot 4 dagen voor het begin van de maand waarin alleen de UCAP van de volgende maanden kunnen worden uitgewisseld.

ISO-NE – Forward capacity market (FCM)

ISO-NE bepaalt de nettobehoefte aan geïnstalleerde capaciteit. Het organiseert een veiling 3 jaar voor het jaar van levering. Vervolgens worden aanpassingsveilingen en bilaterale uitwisselingen georganiseerd.

De looptijd van de contracten varieert tussen 1 en 5 jaar (voor de nieuwe capaciteiten). Elke capaciteit waarvoor er tijdens de vorige veilingen nooit een contract is ondertekend, wordt als nieuw middel beschouwd.

De nieuwe middelen zijn verplicht een offerte in te dienen. De bestaande middelen kunnen vragen de markt te verlaten maar ze moeten deelnemen en zijn *price takers*.

Verschillende types middelen ontvangen een verschillende vergoeding.

Een *price cap* en/of een *price floor* kunnen voor de veiling worden vastgelegd afhankelijk van de vraag of het capaciteitsvolume op de markt overtollig (om een minimale vergoeding te verzekeren) of deficitair is.

De import kan deelnemen.

Wanneer een zone na afloop van de hoofdveiling een tekort heeft, moet het tekort worden opgevuld tijdens aanpassingsveilingen of via bilaterale uitwisselingen.

Tabel 1: Vergelijking van de prijzen en de volumes op de verschillende markten

| | PJM | MISO | NYISO | ISO-NE |
|---|---|---|---|---|
| Procurement Framework | Reliability Pricing Model (**RPM**) | Resource Adequacy Requirement (**RAR**) | Installed Capacity Market (**ICAP**) | Forward Capacity Market (**FCM**) |
| Year Implemented | 2007/2008 | 2013/2014 | 2006/2007 | 2010/2011 |
| Most Recent Volume Cleared* | 167,003.7 MW<br><br>(Cleared in BRA for 17/18 DY**) | 136,912 MW<br><br>(Cleared in PRA for 14/15 DY**) | 3290 MW / 2619.4 MW<br><br>(Cleared in Summer 14 / Winter 13-14 Strip Auctions) | 33,712 MW<br><br>(Cleared in FCA for 17/18 CCP**) |
| Most Recent Cleared Prices | **$ / MW-day**<br><br>• RTO: $120<br>• MAAC: $120<br>• EMAAC: $120<br>• SWMAAC: $120<br>• PSEG: $215<br><br>(Cleared in BRA for 17/18 DY**) | **$ / MW-day**<br><br>• LRZ 1: $3.29<br>• LRZ 2-7: $16.75<br>• LRZ 8-9: $16.44<br><br>(Cleared in PRA for 14/15 DY**) | **$ / kW-month**<br><br>• LI: $6.39 / $4<br>• NYC: $16.24 / $7.54<br>• NYCA: $5.15 / $2.58<br>• G-J: $9.96 / -<br><br>Summer / Winter Strip Auction<br><br>(Cleared in Summer 14 / Winter 13-14 Strip Auctions) | **$ / kW-month**<br><br>• CT: $7.02 / $15<br>• ME: $7.02 / $15<br>• Boston: $15 / $15<br>• ROS: $7.02 / $15<br><br>Existing / New Resources<br><br>(Cleared in FCA for 17/18 CCP**) |
| Notes | * Volumes Cleared refer to unforced capacity (UCAP) or capacity otherwise qualified as representing the amount of installed capacity that is actually available at any given time. | | | |

Bron : Karbone Reseach & Advisory

Voor- en nadelen

Dit mechanisme leidt tot eindeloze debatten tussen de partijen:

- De verbruikers willen het capaciteitsvolume tot het minimum beperken en een price cap vastleggen;
- De producenten willen dat het gekochte volume maximaal is en dat er een minimumprijs wordt vastgelegd.
- De TNB wil meer capaciteit en geen *cap*, noch een *floor*.

# BIJLAGE 3

## INDIVIDUELE, NIET-VERTROUWELIJKE ANTWOORDEN OP DE OPENBARE RAADPLEGING

**ACV**

Enkel beschikbaar in het Nederlands / Seulement disponible en Néerlandais

**Felix, Kim**

| | |
|---|---|
| **Van:** | Bert De Wel <u99bdw@acv-csc.be> |
| **Verzonden:** | vendredi 6 mars 2015 14:45 |
| **Aan:** | consult.capacity |
| **CC:** | Mathieu Verjans |
| **Onderwerp:** | Consultatie over de toereikendheid van conventionele productiemiddelen |
| **Bijlagen:** | ACV consultatie conventionele centrales.pdf |

Geachte,

Het ACV wil graag ingaan op de mogelijkheid om ons standpunt te formuleren over de maatregelen die genomen moeten worden om de toereikendheid van conventionele productiemiddelen van elektriciteit in België te waarborgen. Als bijlage vindt u ons antwoord op de vragen.

Met vriendelijke groeten,

**Bert De Wel**
Raadgever, studiedienst ACV

ACV Haachtsesteenweg 579, 1030 Brussel
☎ 02/246 34 15 – 0473/82 00 97
BDeWel@acv-csc.be
*http://community.dewereldmorgen.be/bert-de-wel*
*https://twitter.com/BertDeWel*

# CREG: Openbare raadpleging inzake de maatregelen die moeten worden genomen om de toereikendheid van conventionele productiemiddelen van elektriciteit in België te waarborgen

***Input ACV*** ***6 maart 2015***

---

## Vooraf

Het ACV apprecieert ten zeerste dat de CREG een openbare raadpleging organiseert over de toereikendheid van conventionele productiemiddelen van elektriciteit in België. Voor de vakbonden is de toereikendheid van onze energievoorziening belangrijk vanuit minstens een dubbel oogpunt: (1) Een efficiënte, duurzame en gegarandeerde elektriciteitsvoorziening is cruciaal voor de economische ontwikkeling van ons land omdat die moet zorgen voor jobs en welvaart voor iedereen; (2) Als vakbond zijn we bezorgd voor de tewerkstelling in de klassieke centrales die vandaag onder druk staat.

We willen de CREG danken voor de uitgebreide nota die het mogelijk maakt om de problematiek op een systematische manier te bespreken in de raadpleging. We kiezen er echter voor om op een eerder algemeen niveau te antwoorden, zonder in te gaan op alle vragen.

Het ACV benadrukt dat de problematiek van toereikendheid van conventionele productiemiddelen van elektriciteit eerst en vooral in een Europese context moet aangepakt worden. De maatregelen inzake bevoorradingszekerheid van het 'Energy Union Package' dat door de Europese Commissie op 25 februari '15 werd voorgesteld moeten daarbij het uitgangspunt zijn. Dit is cruciaal voor de vakbonden omdat er in dit pakket vanuit een integrale visie gewerkt wordt. Onze bevoorradingszekerheid is in zeer grote mate een Europees probleem. Tegelijkertijd moeten alle aspecten van het energiebeleid meegenomen worden: competitiviteit, duurzaamheid, tewerkstelling, energiearmoede, enz. In de woorden van het Energy Union Package:

> *"Europe needs to make the right choices now. If it continues on the present path, the unavoidable challenge of shifting to a low-carbon economy will be made harder by the economic, social and environmental costs of having fragmented national energy markets." (...)*
>
> *"A fully functioning internal energy market, providing efficient investment signals, is the best means to reduce the need for capacity mechanisms. The Commission has already set out guidance and rules to limit the detrimental effects of badly-designed, fragmented and uncoordinated public interventions."*

Het verbeteren van de Europese interne energiemarkt is een centraal onderdeel van het Energy Union Package. In het pakket wordt ook heel duidelijk aangegeven dat die verbeterde interne markt afgestemd moet worden op de andere Europese doelstellingen inzake energie-efficiëntie, hernieuwbare energie en het bewaken van de competitiviteit. We ondersteunen dan ook de concrete maatregelen die voorgesteld worden in het Energy Union Package inzake de strikte opvolging van de bestaande Europese

regelgeving, de versterking van de anti-kartelregelgeving, de versterkte samenwerking tussen de TSOs, de versterkte bevoegdheden voor ACER, enz.

## 1. Afbakening en kwantificering van het probleem

1) Zoals hierboven aangegeven pleiten wij voor een Europese en regionale (met onze directe buurlanden) aanpak van de capaciteitsbehoefte. Alle mogelijke bijkomende maatregelen moeten voorafgaandelijk op Europees/regionaal niveau afgetoetst worden.

2) Als vakbond zijn wij niet in staat om de problemen inzake toereikendheid te kwantificeren. We kunnen enkel vaststellen dat de marktpartijen die beschikken over capaciteit ook diegene zijn die (eventueel) kunnen genieten van de vergoedingsmechanismen. Dit is een impliciete stimulans voor strategisch gedrag. Het legt een bijzonder grote verantwoordelijkheid bij de Nationale regulator om tot een objectieve inschatting te komen.

3) Er zijn vandaag onvoldoende marktstimuli om voor het gewenste niveau van flexibiliteit, basiscapaciteit, piekcapaciteit, enz. te zorgen. De problematiek kan niet beperkt worden tot één of een paar van deze aspecten.

6) De ontwikkeling van hernieuwbare energiebronnen moet gebeuren op de meest efficiënte manier om de Europese doelstelling tegen 2020 en 2030 te realiseren en de ontwikkeling naar een koolstofarme energievoorziening tegen 2050 te realiseren. Dit zal bijdragen tot de bevoorradingszekerheid. Er kan gerekend worden met een capaciteitsfactor voor de verschillende bronnen. In functie van de gewenste mix moet er gezorgd worden voor aangepaste hoeveelheden opslag, flexibiliteit, enz.

## 2. Mogelijke maatregelen op het gebied van kostenvermindering

8) Het ACV is ervan overtuigd dat unilaterale maatregelen op Belgisch niveau nooit een structurele oplossing kunnen zijn. Ondersteuning van conventionele gasproductie moet eerst en vooral op EU-niveau gecoördineerd worden. Hierbij moeten alle aspecten in rekening gebracht worden, zoals internationale prijzen voor gas en steenkool, ontwikkeling van de ETS, enz. Vervolgens moeten de verdelingsaspecten van specifieke maatregelen onderzocht en verduidelijkt worden.

## 3. Mogelijke maatregelen op het gebied van inkomstenverhoging

### *3.1. Maatregelen voor de verbetering van de elektriciteitsmarkt (Energy Only Market, "EOM")*

8) Volgens het ACV moet de prioriteit gaan naar deze maatregelen voor de verbetering van de elektriciteitsmarkt. Hiertoe moet ons land zich inschakelen in het beleid van de EU, zoals toegelicht in het Energy Union Package.

10, 12, 13) Prijssignalen zijn cruciaal voor een goede marktwerking. Prijspieken zijn een onvermijdelijk en integraal onderdeel van een marktgestuurde energiemarkt. Om deze vanuit maatschappelijk oogpunt aanvaardbaar te houden is een sterke (Nationale én Europese) regulator noodzakelijk die de

prijsvorming alert kan opvolgen. Hierbij moet er vooral aandacht gaan naar de verdelingseffecten van dergelijke prijspieken. *Windfall profits* moeten ten allen tijde vermeden worden.

14) Op dit ogenblik is het evenwichtsmodel onvoldoende uitgebouwd opdat de evenwichts-verantwoordelijken hun evenwichtspositie zouden kunnen bewaren. In eerste instantie is er een groot gebrek aan informatie: de evenwichtsverantwoordelijken zijn verplicht om op kwartierbasis het evenwicht te respecteren zonder dat ze beschikken over informatie omtrent hun individuele kwartierpositie. In dat verband is het noodzakelijk dat Elia instaat voor betrouwbare data m.b.t. de individuele evenwichtspositie van elke evenwichtsverantwoordelijke waardoor deze de mogelijkheid krijgt om zijn positie beter te sturen en de hem opgelegde evenwichtsverplichtingen te respecteren. Dit zal ervoor zorgen dat de globale kosten inzake *balancing* zowel voor Elia als voor de evenwichts-verantwoordelijken zullen afnemen.

17) Het huidige vergoedingsmechanisme voor capaciteit dreigt aanleiding te geven tot strategisch gedrag door de betrokken marktpartijen. In plaats dat de producenten hun verantwoordelijkheid nemen inzake het garanderen van de capaciteit wordt de kostprijs gesocialiseerd onder de gebruikers. Vanuit maatschappelijk oogpunt is dit niet optimaal.

***3.2. Verbetering van de genomen maatregelen: aanbesteding en strategische reserve***

18 – 19) zie 17). Indien gekozen wordt voor een markmechanisme op de elektriciteitsmarkt, dan moet men er ook voor zorgen dat dit marktmechanisme werkt. Noch de strategische reserve noch de aanbestedingsprocedure zullen voor een structurele oplossing zorgen, maar enkel voor het socialiseren van de kost onder de consumenten.

20) De strategische reserve kan enkel een tijdelijke maatregelen zijn en wordt bij voorkeur zo snel mogelijk afgeschaft (voor zover het gevaar op ontoereikendheid voldoende is geweken), of ingeschakeld in een Europese aanpak (cf. Energy Union Package).

***3.3. Het instellen van een ander vergoedingsmechanisme voor capaciteit (CRM) dan de strategische reserve***

In de vragenlijst wordt aangegeven dat: *"Het huidige gebrek aan rentabiliteit van de conventionele productiemiddelen heeft verschillende oorzaken: het intermitterend karakter van de hernieuwbare productie, te veel must run-eenheden, hoge gasprijs ten opzichte van de elektriciteitsprijs (als gevolg van de daling van de vraag door de economische crisis, van de lage marginale productiekost van de RES, van de lage steenkoolprijs en van de lage emissiequota)."*

Het ACV is van mening dat er verschillende maatregelen genomen kunnen worden voor elk van de aangegeven oorzaken. Dit moet gebeuren vooraleer er beslist kan worden tot nieuwe vergoedingsmechanismen. Zowel op het vlak van het intermitterend karakter van hernieuwbare productie (meer opslag, meer interconnectie, betere netwerken, enz.) als inzake de hoeveelheid *must run*-eenheden (bv. de blijvende onduidelijkheid over de kernuitstap) en de problematiek van de gasprijs (die op EU-niveau aangepakt moet worden) zijn er maatregelen mogelijk die waarschijnlijk een lagere maatschappelijke kost hebben.

29) Hoewel het invoeren van een nieuw vergoedingsmechanisme absoluut geen prioriteit is voor het ACV (aangezien de problematiek eerst op EU-niveau moet aangepakt worden en eerst alle andere

maatregelen genomen moeten worden, zie hierboven) lijkt de *"capacity obligation"* het meest aangewezen mechanisme te zijn. We verkiezen dit mechanisme omdat het potentieel het best aansluit bij een optimaal werkende markt, met dien verstande dat de betrokken producenten een bijkomende stimulans krijgen om hun verplichtingen na te komen.

De vragen 41) tot 43) zijn van groot belang voor het ACV. We stellen vast dat vandaag een strategische reserve ingevoerd werd zonder dat op dit soort vragen een antwoord gegeven werd. Vanuit de bezorgdheid voor de oplopende kosten zijn we geen voorstander van CRM. De doorrekening van de kosten moet volgens het ACV gebeuren na een geïnformeerd maatschappelijk debat waarbij er volledige duidelijkheid wordt verschaft over de verdelingseffecten. We benadrukken dat het de rol van de regulator is om absolute transparantie en duidelijkheid te verschaffen over de invoering van CRM, zoals dit ook moet gebeuren voor de huidige strategische reserve.

44) Het ACV onderschrijft de aanpak van de Europese Energy Union Package, waarbij zowel de bevoorradingszekerheid als de koolstofarme ontwikkeling van ons energiesysteem integraal aangepakt wordt. Er kan dus geen sprake zijn van een afweging van de verschillende doelstellingen, beide moeten gerealiseerd worden.

# ANODE

Enkel beschikbaar in het Nederlands / Seulement disponible en Néerlandais

**Felix, Kim**

**Van:** Dieter Jong <d.jong@anode.be>
**Verzonden:** lundi 16 février 2015 12:12
**Aan:** consult.capacity
**Onderwerp:** Raadpleging CRM

Beste,

Bij deze onze antwoorden:

1.1. De relevante geografische zone is minstens CWE, maar bij uitbreiding ideaal gezien continentaal Europa dat samenwerkt binnen de UCTE regelzone.
1.2. Er is momenteel voor de winter 2015 en 2016 een probleem inzake de toereikendheid, net omwille van het absurde niveau dat voor de strategische reserve gereserveerd gaat worden. Met een SR van max 1000 MW is er geen probleem inzake de toereikendheid, daar de geplande sluitingen zich ook niet zullen manifesteren. Er wordt via de SR momenteel een incentive gecreëerd om VRIJBLIJVENDE sluitingen aan te kondigen, die daarna een te grote indruk van het probleem geven.
1.3. Als er een probleem komt, is de kans het grootste dat een grote productiecentrale zou wegvallen, en dat we dan de piekcapaciteit niet hebben om de vraagpiek af te dekken in de winter tussen 17u en 21u. Indien er geen productiecapaciteit onverwacht weg valt, zou er geen probleem moeten zijn.
1.4. De markt heeft al lang uitgerekend dat er een significant aantal centrales moet gaan sluiten. Dus die 3500 MW gas is blijkbaar volgens de meeste analisten overbodig in de markt. De meeste analisten gaan er dan ook vanuit dat de nucleaire centrales in BE operationeel zullen blijven, want dat is de planning, en de politieke tendens.
1.5. De huidige strenge regels die aan aggregatoren momenteel worden opgelegd met betrekking tot bijv. prequalificatie op het distributienet. Onbekend is onbemind, en dus is men (voornamelijk de DNB's) extreem voorzichtig in het accepteren van flexibiliteit op het DNB-net, als ze zich manifesteert as such. Als ze gewoon op Belpex gaat, valt ze buiten de normale procedures, en kan alles.
1.6. Was het niet de CREG die analyseerde dat windenergie een positief effect op de piekvraag heeft?
1.7. Ik denk dat de voornaamste maatregel die genomen moet worden een politieke, in beton gegoten keuze, omtrent de nucleaires is. Als die open blijven, zullen de gascentrales moeten sluiten. Als die toe gaan, dan zal de markt zich corrigeren en zal een gedeelte van de gascentrales waarschijnlijk terug in de money geraken. Momenteel is de marktprijs het resultaat van deze politieke twijfel.
1.8.
1.9. Geen enkel marktgebaseerd model zal ooit voorzien in de laatste MW. Men moet denken aan een beperkte SR, met een correcte evaluatiemethode (+/- 600 tot 1000 MW zou voldoende moeten zijn voor BE in een extreme winter), die buiten de markt staat. Capaciteitsmechanismen, tenzij zwaar gehandicapped, en dus zeer kostelijk, garanderen evenmin de laatste MW als een energy-only-market. Bij voorbeeld de FR capaciteitsmarkt is een uitstekend voorbeeld wat we NIET moeten doen, daar het dit structurele probleem van het oneconomisch karakter van de laatste MW niet oplost. Het is een verbloemde subsidie voor klassieke productie, en meer niet.
1.10. U bedoelt 'onevenwichtsprijzen'? Neen. Risico = frequentie maal kostprijs. Frequentie blijft zeer laag, dus risico ook. Zou geen structureel effect hebben.
1.11. Waarom denkt u dat die dat momenteel niet doet? De lichten blijven aan, niet?
1.16. De forward markt heeft geen extra zaken nodig om bevoorradingszekerheid te kunnen garanderen. Ze zal dat namelijk nooit kunnen doen, want het is een marktgebaseerd systeem, en het optimum is dan altijd een bepaald aantal black-outs per tijdsperiode.
1.17. Het is een structurele verhoging van de consumentenprijs, zonder verder effect. Wat de SR macro-economisch doet, in haar huidige opzet, is geplande sluitingen vooruit trekken in de tijd, waardoor de markt minder tijd krijgt om haar investeringsbeslissing te maken. Dat zou een versnelde investering kunnen teweegbrengen, maar gezien de enorme politieke onzekerheid om andere domeinen, zijn we eigenlijk gewoon onze marktdiepte (prijs-elasticiteit) kunstmatig aan het wegwerken.
1.18. Neen. De aanbestedingsprocedure is een one-time shot, en geen structurele oplossing. De SR is op zich een goed principe, maar ontspoort op basis van enkele foute design criteria. Zo is bijv. de incentive voor producenten om sluitingen aan te kondigen pervers. Het proces van de SR moet op verschillende fundamentele punten bijgestuurd worden, te beginnen met de evaluatie van de benodigde MW, die meer gebaseerd zouden moeten zijn op het probleem dat de SR tracht op te lossen: namelijk het missing money probleem van de laatste MW'n in de markt. Niet op basis van een fundamentele analyse, zoals nu het geval is. De SR is ook maar beperkt in haar oplossingscapaciteit, gezien de nucleaire politieke onzekerheid.

1.19. Men loopt het gevaar dat er nooit meer spontaan een centrale gebouwd zal worden, omdat men vanaf nu gaat wachten op de volgende aanbestedingsprocedure, en dus wat staatssteun.
1.21. 600 tot 1000 MW. Omdat dat de grootte-orde is die volgt uit een technische analyse die het missing money probleem in een extreme winter kwantificeert. Alles hierboven is het gevolg van fout design, niet van een structureel marktprobleem.
1.22-1.25: zoals gezegd: een marktgebaseerd systeem zal de oplossing niet bieden. De SR is goed als principe, maar moet worden aangepast.
1.28. Structureel. De VS hebben dit probleem 30 jaar geleden ook gehad, en toen spraken we nog niet eens over HE.
1.29: volume, want dat is het probleem dat je tracht op te lossen in de markt. Voor een gedeelte, want je zoekt eigenlijk de non-economische verzekering van de laatste MW'n die niet gebouwd zouden worden als je niets deed. Er is geen reden om iedereen te gaan subsidiëren, want dat zou het probleem alleen verleggen in de tijd. Centraal-decentraal: je zou zo weinig mogelijk beperkingen moeten opleggen aan de MW'n die je zoekt, zodat ze door de meest efficiënte technologie ingevuld kunnen worden. Dus de SR moet open genoeg zijn, en dus afwijken van de normale procedures die Elia gewoonlijk gebruikt voor meer kritische reserves zoals R1, R2 en R3.
1.30. SR, owv het feit dat het een niet-marktgebaseerd systeem is, maar bovenop de markt komt, om extreme omstandigheden op te vangen.
1.31. De berekening moet eigenlijk door de academische sector gebeuren, op basis van de juiste uitgangspunten.
1.32. Een CRM, if any, zou het gevolg moeten zijn van een internationale samenwerking binnen UCTE. In de tussentijd mag de SR nationaal zijn, maar zeker niet internationaal indien dit een structurele beperking van de commerciële importcapaciteit zou geven. Dan krijg je een kip-ei probleem.

De rest van de vragen zijn reeds impliciet hierboven beantwoord.

Mvg,

Dieter

# BBLV

Enkel beschikbaar in het Nederlands / Seulement disponible en Néerlandais

**Felix, Kim**

| | |
|---|---|
| **Van:** | Sara Van Dyck <sara.van.dyck@bblv.be> |
| **Verzonden:** | vendredi 6 mars 2015 21:34 |
| **Aan:** | consult.capacity |
| **CC:** | Jan Vande Putte |
| **Onderwerp:** | Antwoorden milieuorganisaties CRM consultatie |
| **Bijlagen:** | CREG consultatie toereikendheid conventioneel- antwoord milieuorganisaties 6maart2015.pdf |

Beste,

Gelieve in bijlage de antwoorden van de milieuorganisaties te vinden op de vragen over de toereikendheid van conventionele productiemiddelen.

Met vriendelijke groet,

--

**Sara Van Dyck / Beleidsmedewerker Energie**
**Bond Beter Leefmilieu Vlaanderen vzw (BBL)**
**Adres: Tweekerkenstraat 47 | 1000 Brussel**
**Office: +32(0)2 282.17.32 | Fax +32 (0)2 230.53.89 | sara.van.dyck@bblv.be**
**Websites: www.bblv.be - www.ecobouwers.be**
**Steun ons: voor giften vanaf 40 euro op BE27-523-0801218-73 ontvangt u een fiscaal attest**
**Druk deze e-mail enkel af indien het echt nodig is.**

Op zoek naar een duurzame vergaderzaal in Brussel? BBL2MEET

Het regeerakkoord van 10 oktober 2014 bepaalt dat maatregelen zullen worden genomen om het investeringskader te verbeteren en te vermijden dat conventionele productie-eenheden die het einde van hun levenscyclus nog niet hebben bereikt, buiten bedrijf worden gesteld.

Hiertoe wordt in verschillende mogelijkheden voorzien:
-een verbetering van de marktwerking;
-het creëren van een gelijk speelveld in vergelijking met de productie-eenheden in de buurlanden;
-de mogelijke instelling van een nieuw capaciteitsmechanisme.

In haar eerste maatregelenpakket gericht op het garanderen van de bevoorradingszekerheid in België heeft de regering de CREG aangesteld om "aanbevelingen te formuleren om te vermijden dat conventionele productie-eenheden, zoals gas en WKK, die het einde van hun levenscyclus nog niet hebben bereikt, buiten bedrijf worden gesteld, door hun rentabiliteit (op een kostenefficiënte wijze) te verzekeren".

In dat kader raadpleegt de CREG de marktspelers.
Deze raadpleging heeft tot doel de mogelijke maatregelen in kaart te brengen die het gebrek aan rentabiliteit van deze conventionele productiemiddelen (bestaande en bijkomende) moeten verhelpen, zodat het gewenste niveau van de bevoorradingszekerheid verzekerd kan worden. Hierbij ligt de nadruk vooral op het concrete karakter van deze maatregelen.

De CREG wil de verschillende mogelijkheden samen met de marktspelers onderzoeken, met inbegrip van de opportuniteit van de invoering van een bijkomend vergoedingsmechanisme voor capaciteit, evenals het identificeren van de kenmerken van zulk mechanisme die het best aansluiten op de specifieke kenmerken van de Belgische markt.

De raadpleging wordt uitgevoerd aan de hand van de bijgevoegde vragenlijst die geheel of gedeeltelijk kan worden ingevuld en uiterlijk 6 maart 2015 via e-mail moet worden teruggestuurd naar het volgende adres:
consult.capacity@creg.be

# Vragenlijst inzake de maatregelen die moeten worden genomen om de toereikendheid van de conventionele productiemiddelen van elektriciteit in België te waarborgen

## Antwoorden van de milieuorganisaties

**Contact:**
**Jan Vande Putte (Greenpeace): jputte@greenpeace.org**
**Sara van Dyck (Bond Beter Leefmilieu):sara.van.dyck@bblv.be**

Voorafgaande voorwaarde : elke steunmaatregel voor een productie-eenheid moet voortkomen uit een noodzaak om deze eenheid in het systeem te houden met het oog op de toereikendheid ervan (teneinde de bevoorradingszekerheid te waarborgen).
Basisprincipe : om te vermijden dat conventionele productie-eenheden om economische redenen worden gesloten, moet ten minste de dekking van hun vaste werkingskosten en variabele activeringskosten worden gewaarborgd.

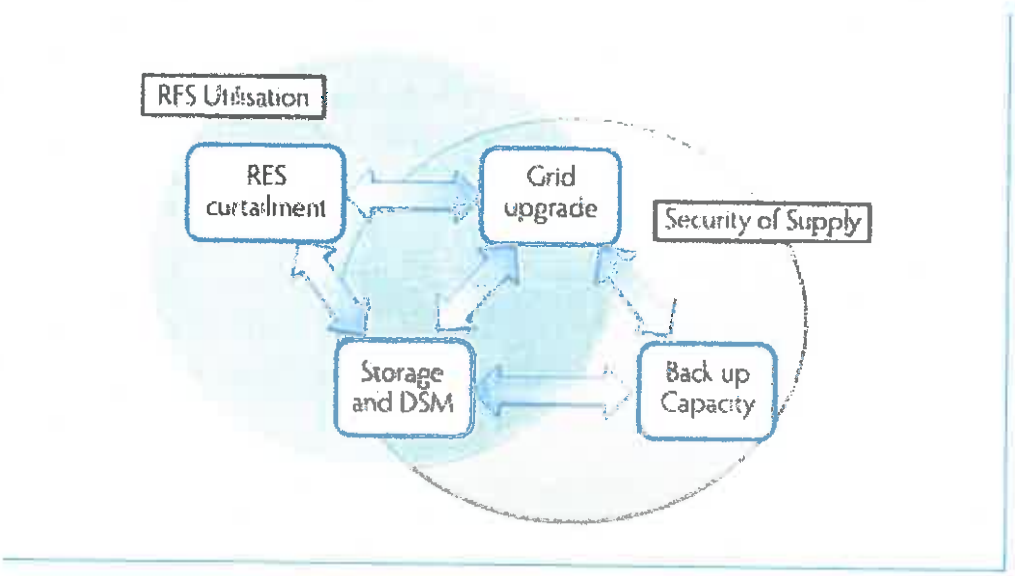
Om nieuwe investeringen aan te trekken, moet daarenboven voldoende uitzicht worden geboden op het rendement van de investering. Het gaat hierbij dus om de volgende parameters:

- vermindering van de kosten;
- verhoging van de inkomsten;
- vergoeden van het investeringsrisico.

### 0. Inleiding toegevoegd door milieuorganisaties

**Onze standpunten worden weerspiegeld in de antwoorden. Hierbij enkele elementen ter inleiding die overkoepelend zijn.**

**A/ Nood aan een geïntegreerde visie.**




[Greenpeace 2011]

In de eerste plaats willen we stellen dat de vraag eerder zou moeten zijn welke maatregelen moeten worden genomen om de bevoorradingszekerheid te waarborgen, in plaats van enkel te focussen op de vraag hoe de toereikendheid van de conventionele productiemiddelen van elektriciteit in België te waarborgen. Onze visie is dat duidelijk moet gekozen worden voor een elektriciteitssysteem dat gebaseerd is op hernieuwbare energie (RES), aangevuld met flexibele gascentrales. Er is een geïntegreerde benadering nodig waarbij DSM, opslag en een uitbreiding van het netwerk leiden tot een optimaal gebruik van de beschikbare hernieuwbare energie en de curtailment (stilleggen van variabele RES ten gevolge van congestie) kunnen minimaliseren. Daarbij moeten we de back-up capaciteit optimaal kunnen inzetten op een Europese schaal waardoor hun load-factor aanzienlijk kan toenemen en de nood aan capaciteitsvergoedingen (grotendeels) kan vermeden worden.

Het in stand houden van inflexibele nucleaire, bruinkool en steenkoolcentrales verstoren dit systeem en leiden tot dysfuncties en de nood aan capaciteitssubsidies.

Uit studiewerk in opdracht van Greenpeace wordt duidelijk aangetoond dat de load factor van gascentrales in een dergelijk flexibele hernieuwbare elektriciteitssysteem voldoende is om (grotendeels) zonder subsidies te kunnen functioneren.
(http://www.greenpeace.de/files/publications/201402-power-grid-report.pdf )

**table 2.4: load coverage and load factors by technology/imports in 2030 under the energy [r]evolution scenario**
(% COVERAGE OF LOAD)

| COUNTRY | IMPORTS | VARIABLE DISPATCH | FLEXIBLE CONTROLLABLE | RENEWABLE | NON-RENEWABLE | GAS LOAD FACTOR | VARIABLE CURTAILMENT |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Europe | 0.0 | 52.9 | 47.3 | 76.7 | 23.3 | 34.1 | 2.8 |
| France | -3.3 | 60.6 | 42.9 | 84.2 | 19.2 | 84.8 | 1.4 |
| Poland | -14.7 | 57.4 | 57.3 | 75.6 | 39.1 | 58.7 | 3.7 |
| Czech Republic | 7.2 | 30.8 | 62.2 | 64.9 | 27.9 | 79.4 | 1.2 |
| Germany | 6.2 | 52.7 | 41.4 | 65.5 | 28.3 | 43.1 | 2.4 |
| Belgium | 9.0 | 47.2 | 44.0 | 54.4 | 36.6 | 35.5 | 0.9 |
| Italy | 12.6 | 32.6 | 55.0 | 57.3 | 30.1 | 33.4 | 0.7 |
| Spain | -9.3 | 71.0 | 38.7 | 106.1 | 3.2 | 7.0 | 2.0 |

Uit bovenstaande studie blijkt uit simulaties dat in een scenario met 77% RES in 2030 op Europees niveau een gas load factor van 35% kan gehaald worden, terwijl dit met een groter aandeel nucleair/steenkool in Europa slechts de helft bedraagt. Dit toont aan dat capaciteitsmechanismen eigenlijk een subsidie zijn voor inflexibiliteit van vervuilende steenkool, bruinkool en nucleaire centrales. Vanuit milieu-oogpunt is dit onaanvaardbaar.

## 1. Afbakening en kwantificering van het probleem

Bij het kwantificeren van het probleem inzake toereikendheid moet met name rekening worden gehouden met het potentieel aan afschakelbare vermogens.

### 1) Welke geografische zone is volgens u relevant voor een analyse omtrent de capaciteitsbehoefte?

In principe de gehele ENTSO-E regio maar om het proces van integratie te versnellen kan in een eerste fase beter gestart worden met een regionale benadering, gaande van de CWE tot de NWE. Een eventuele tussenstap via een bilaterale samenwerking B-NL of Benelux is ook mogelijk indien dit het proces vereenvoudigt. De doelstelling is om zo snel mogelijk tot meer integratie te komen.

**2) Is er momenteel sprake van een probleem betreffende de toereikendheid (rekening houdend met de strategische reserve)? Zo neen, op welke termijn verwacht u dat een dergelijk probleem zou kunnen ontstaan? Zo ja, wat is volgens u de omvang van het probleem?**

Vandaag moet vanuit het standpunt van bevoorradingszekerheid veiligheidshalve uitgegaan worden van de definitieve sluiting van Doel3/Tihange2, alsook van de mogelijkheid dat de verlenging van Doel1/2 om economische- of veiligheidsredenen niet haalbaar zou zijn. Gezien het definitief wegvallen van deze capaciteit en overige uitdienstneming van gascentrales is een tekort aan Belgische productiecapaciteit te voorzien, op zijn minst voor de volgende twee winters.

**3) Wat is de aard (of wat zal de aard zijn) van het toereikendheidsprobleem (gebrek aan flexibiliteit, gebrek aan basiscapaciteit, piekcapaciteit enz.)?**

Het toereikendheidsprobleem is een probleem van bevoorradingszekerheid dat ruimer moet bekeken worden dan een "toereikendheidsprobleem van conventionele capaciteit". De problematiek is voornamelijk te wijten aan een gebrek aan flexibiliteit (inflexibele baselbad, zie ook hoger) en een gebrek aan ontsluiting van DSM en energie-efficiëntie.

De bevoorradingszekerheid (risico van het inwerkingtreden van het afkoppelingsplan) lijkt ons een groter probleem te zijn dat dat van stijgende elektriciteitsprijzen. Een ontkoppeling van de prijzen met de ons omringende landen kan zich weliswaar voordoen, in het bijzonder bij strenger winterweer, maar de kans dat dit op jaarbasis een grote impact zou hebben op het gemiddelde prijsniveau is klein.

**4) Wat is uw verklaring voor het feit dat de marktprijzen niet significant gestegen zijn ondanks de aankondiging van de behoefte aan een strategische reserve van 3.500 MW voor aanstaande winter?**

Zie ook antwoord op vraag 3). Doordat er op Europees niveau nog steeds een overcapaciteit is zal het gemiddelde jaarlijkse prijsniveau niet aanzienlijk stijgen. De mogelijkse prijspieken ten gevolge van b.v. uitzonderlijk koud weer zullen geen grote impact hebben. De aankondiging verandert weinig aan dit gegeven.

**5)Welke markttoetredingsbarrières ziet u voor nieuwe capaciteit (productie met inbegrip van noodgroepen/afschakelbaar vermogen/opslag) voor zowel in het transmissienet als in het distributienet?**

Voor nieuwe productiecapaciteit: in de eerste plaats de toename van de onzekerheid voor investeerders door het onverantwoorde beleid van de federale regering om de verlenging van de nucleaire eenheden van Doel1/2 aan te kondigen.

**6) In hoeverre kunnen hernieuwbare energiebronnen (in het bijzonder windenergie) de bevoorradingszekerheid verbeteren?**

A/ Geen enkele energiebron is met 100% zekerheid beschikbaar, zoals de laatste jaren aangetoond door de onbeschikbaarheid van de kerncentrales. Dit is ook het geval voor hernieuwbare energie.
B/ In de winterperiode kan windenergie in het bijzonder de bevoorradingszekerheid

versterken. Een specifieke statistische analyse van de voorbije winter (beschikbaarheid van windenergie in België tijdens de piekvraag) kan dit verder documenteren.
C/ De verdere uitbouw van de interconnectie met Nederland, Duitsland en het Verenigd Koninkrijk, zoals gepland voor de periode tot 2019 zorgt er bovendien voor dat de hernieuwbare energie van een veel groter geografisch gebied effectief beschikbaar is om aan de Belgische elektriciteitsvraag te voldoen. Door de verdere uitbreiding van o.a. de interconnectie van Nederland met Noorwegen etc. wordt dit verder versterkt. Deze integratie zorgt ervoor dat er een groter % als capaciteitsfactor kan toegewezen worden aan hernieuwbare bronnen zoals windenergie, en dat bovendien waterkracht en andere controleerbare (dispatchable) hernieuwbare bronnen ook voor de Belgische bevoorrading beschikbaar worden.

**2. Mogelijke maatregelen op het gebied van kostenvermindering**

Er zijn reeds maatregelen genomen om de kosten van de conventionele gasproductie-eenheden te verminderen, zoals de vrijstelling van de federale bijdrage voor gas.

**7) Welke andere maatregelen kunnen worden genomen?**

Wij stellen geen bijkomende subsidies voor

**8) Zijn deze maatregelen op zichzelf voldoende?**

Zie vorige vraag.

## 3. Mogelijke maatregelen op het gebied van inkomstenverhoging

De maatregelen kunnen betrekking hebben op een betere waardering van de geproduceerde kWh, van de flexibiliteit of van de capaciteit.

### 3.1. Maatregelen voor de verbetering van de elektriciteitsmarkt (Energy Only Market,"EOM")

In de huidige marktstructuur worden de eenheden op termijn vergoed voor de optie op levering van kWh, in day ahead en intraday voor de fysieke levering van kWh en op de balancing-markt voor het ter beschikking stellen van een flexibele capaciteit.

**9) Hoe kan het concept van de markt worden aangepast zodat een betere toereikendheid en flexibiliteit tot stand komen en deze correct gewaardeerd worden?**

Als algemeen principe: De EOM moet versterkt worden om capaciteitsmechanismen te vermijden. Nu worden capaciteitsmechanismen naar voren geschoven als lapmiddel voor dysfuncties in de EOM. De prioriteit is dus om deze dysfuncties weg te werken.

**10) Zou de introductie van sterkere prijssignalen kunnen bijdragen aan de verwezenlijking van het doel?**

Inderdaad. Prijssignalen moeten ook mogelijk worden binnen de retail-markt door toepassing van o.a. smart meters. Vlakke taksen voor capaciteit (zowel voor verbruik als voor injectie van bv PV eigenaars) moet vermeden worden omdat ze de prijssignalen afvlakken.

**11) Welke aanpassingen op de day ahead- en intraday-markt zouden ervoor kunnen zorgen dat de kortetermijnprijs de capaciteitsschaarste weerspiegelt?**

**12) Zijn prijspieken noodzakelijk en voldoende om de toereikendheid van de productiemiddelen te waarborgen?**

Dit is een te theoretische vraag. De benadering moet zijn om prijssignalen te versterken. Als alle mogelijkheden van de EOM uitgeput zijn, en dysfuncties weggewerkt zijn, dan zijn capaciteitsmechanismen geen absoluut taboe. Maar vandaag zijn we daar nog erg ver van verwijderd.

**13) Aan welke voorwaarden moeten deze prijspieken voldoen om vanuit maatschappelijk oogpunt aanvaardbaar te zijn?**

De sociale dimensie moet integraal benaderd worden, niet voor één aspect (prijspieken). Vanuit sociaal oogpunt gaat het om de maandelijkse energiefactuur. De energie betaalbaar houden voor sociaal kwetsbare groepen vergt een integraal beleid, met o.a. investeringen in energie-efficiëntie e.d.

**14) Zijn de stimulansen voldoende om ervoor te zorgen dat de evenwichtsverantwoordelijken hun evenwichtspositie bewaren?**

Neen, de evenwichtsverantwoordelijken moeten veel meer geresponsabiliseerd worden. Dit kan een sterke stimulans zijn om te investeren in een brede waaier aan maatregelen en technologieën, waaronder ook DSM en stockage.

**15) In hoeverre heeft het verhogen van het prijssignaal tot 4.500 EUR/MWh in het geval van een structurele onevenwichtigheid invloed op het gedrag van de spelers?**

Wij vermoeden dat dit onvoldoende is. Verder studiewerk van de CREG zou dit moeten verduidelijken.

**17) Welke invloed heeft het huidige vergoedingsmechanisme voor capaciteit (strategische reserve) op de werking van de markt?**

Wij vermoeden dat de impact (zeer) beperkt is. Aan de CREG om dit te monitoren.

**3.2. Verbetering van de genomen maatregelen: aanbesteding en strategische reserve**

België heeft recentelijk twee nieuwe mechanismen ontwikkeld om op korte en lange termijn te kunnen voorzien in de behoefte aan capaciteit: de strategische reserve en de aanbesteding.

**18) Is de combinatie van deze twee mechanismen voldoende om de doelstelling inzake de bevoorradingszekerheid te verwezenlijken? Zo neen, licht dan toe waarom niet.**

Neen, absoluut niet.

Het is duidelijk dat centrale productie in toenemende mate onbetrouwbaar is, zowel op het vlak van technische onbeschikbaarheid als economische uitdienstneming. Deze vaststelling versterkt de noodzaak van een integraal beleid dat de productie-zijde overstijgt en in de eerste plaats maatregelen treft om de vraag –en zo ook de nood aan productie- te verminderen.

Er is duidelijk een groot tekort aan de ontwikkeling van een markt voor DSM. Bovendien wordt het energiebesparingspotentieel, met maatregelen die ook een significant effect kunnen op de piekvraag, onvoldoende aangeboord. Deze twee zaken dienen als absoluut prioritair beschouwd te worden in het debat over de bevoorradingszekerheid.

Wat de ontwikkeling van DSM betreft, is het zeer belangrijk om te analyseren waarom DSM zich niet sneller en sterker ontwikkelt in België. Op basis van deze analyse zouden bijkomende beleidsmaatregelen moeten genomen worden. Daarbij moet niet alleen DSM op transmissieniveau maar ook op distributie-niveau moet ten volle ontwikkeld worden. Daarbij denken we dat DSM in principe beter binnen de markt ontwikkeld worden dan binnen de strategische reserve. Primordiaal is echter dat het (veel sterker) van de grond komt.

Ten tweede worden tot op vandaag veel te weinig maatregelen genomen om energie-efficiëntie snel te bevorderen. Er is voldoende ervaring met korte-termijn efficiëntie, o.a. zoals gepubliceerd door het IEA. Ook de milieuorganisaties hebben een studie gepubliceerd in 2013

over het potentieel van efficiëntie om de piekvraag te verlagen[1]. Er zou een nationaal (federaal + gewesten) energie-efficiëntieplan moeten opgesteld worden met maatregelen om de piekvraag te verlagen. We wijzen daarbij in het bijzonder op verlichting.

**19) Kan volgens u het aanbestedingsmechanisme als aanvulling op het vergoedingsmechanisme bijdragen tot de verwezenlijking van de doelstelling inzake de toereikendheid van de conventionele productie-eenheden? Zo neen, licht dan toe waarom niet en geef aan welke aanpassingen er volgens u zouden moeten plaatsvinden zodat deze doelstelling wel bereikt kan worden.**

Er is een aanbestedingsprocedure voor de strategische reserve, terwijl de beslissing voor de levensduurverlenging van D1/2 (met mogelijks zeer hoge investeringsnoden) ook als maatregel is voorgesteld om de bevoorradingszekerheid te versterken, maar waarbij geen competitie mogelijk is met andere, mogelijks goedkopere opties. Dit lijkt ons in strijd te zijn met de concurrentieregels.

**20) Bent u van mening dat de strategische reserve in zijn huidige staat kan bijdragen tot de verwezenlijking van de doelstelling inzake de bevoorradingszekerheid? Zo neen, licht dan toe waarom niet en geef aan of de strategische reserve volgens u:**
**- moet worden afgeschaft;**
**- moet worden aangepast; en geef daarbij aan welke wijzigingen er zouden moeten plaatsvinden zodat de doelstelling wel bereikt kan worden.**

De strategische reserve kan als ultiem redmiddel worden ingezet, maar dit weerspiegelt een falend beleid, niet alleen op Europees maar ook op Belgisch niveau. De strategische reserve moet zo snel mogelijk weer worden afgeschaft.

**21) Welk volume zou de strategische reserve maximaal mogen hebben? Waarom?**

- Wij beschikken niet over de informatie om dit te kunnen berekenen.
- De strategische reserve heeft een marktverstorend effect en verhoogt de kosten voor de consument. De consument heeft dus recht op volstrekte transparantie. Dit betekent dat er een ondubbelzinnige rechtvaardiging moet komen dat andere alternatieven zoals efficiëntie, interconnectie, DSM, de bijdrage van hernieuwbare energie (capaciteitsfactor) ten volle zijn uitgespeeld en ontwikkeld.

De verhoging tot 3500MW lijkt ons buitensporig. De zoveelste stap om een falend beleid toe te dekken.

### 3.3. Het instellen van een ander vergoedingsmechanisme voor capaciteit (CRM) dan de strategische reserve

**Specifieke afbakening van het op te lossen probleem**
Het beoogde doel kan bereikt worden via: de bevordering van het afschakelbaar vermogen, het behoud van bestaande eenheden in en buiten de markten, de ontwikkeling van nieuwe capaciteiten (zo ja, van welk type: flexibele piekcapaciteit om de back-up van RES-eenheden te garanderen, kapitaalintensievere semi-baseload-capaciteit), het beperken van prijspieken op de elektriciteitsmarkt en het doorvoeren van, aanpassingen gericht op meer

[1] Reducing Energy Consumption and Peak Power in Belgium, 3E. 2013.
http://www.bondbeterleefmilieu.be/page.php/15/show/790

overeenstemming met de buurlanden.

**22) Waarom moet een andere CRM dan de strategische reserve in België worden ingevoerd?**

De opgesomde maatregelen zijn belangrijk, maar het is betwistbaar of dit via CRM moet gebeuren, beter via EOM en versterken prijssignalen, responsabiliseren van evenwichtsverantwoordelijken ed.

**23) Welk(e) proble(e)m(en) moet dit mechanisme precies oplossen?**

zie 22)

**24) Zijn deze problemen specifiek voor de Belgische markt?**

id

**25) Moet dit mechanisme het mechanisme van de strategische reserve vervangen of kan het als aanvulling erop dienen?**

id

**Noodzakelijkheid van een CRM en timing**

**26) Welke oplossingen zou dit mechanisme kunnen bieden die een verbeterde EOM niet kan bieden en waarom?**

id

**27) Waarom is er dringend nood aan een nieuw mechanisme?**

id

**Overgangskarakter of nieuw concept voor marktwerking**
Het huidige gebrek aan rentabiliteit van de conventionele productiemiddelen heeft verschillende oorzaken: het intermitterend karakter van de hernieuwbare productie, te veel must run-eenheden, hoge gasprijs ten opzichte van de elektriciteitsprijs (als gevolg van de daling van de vraag door de economische crisis, van de lage marginale productiekost van de RES, van de lage steenkoolprijs en van de lage emissiequota).
Sommige van deze factoren houden verband met marktmechanismen (concurrentie gas/steenkool, zwakke vraag en, in zekere mate, lage prijs van de quota), andere resulteren uit interventies op de markt (beleid ter ondersteuning van de RES).

**28) Is het probleem van conjuncturele of structurele aard? Licht toe.**
Het is eerder van conjuncturele aard. We zitten in de overgang van een systeem sterk gebaseerd op inflexibele basislast naar een systeem hoofdzakelijk gebaseerd op hernieuwbare bronnen, aangevuld met flexibele gascentrales. De overcapaciteit aan inflexibele capaciteit is de oorzaak van congestie en te lage prijzen op de markten. Het uit de markt halen van nucleair/bruinkool centrales in Europa zal zorgen voor een sterke verbetering van de rentabiliteit van gascentrales. Dit moet aangevuld worden met een grondige hervorming van ETS en een "gas before coal" in

de merit-order.

Door het lobby-werk van elektriciteitsproducenten van (inflexibel) centraal productievermogen blijven we te lang vasthechten aan dit inflexibel vermogen, wat tot dysfuncties van de markt leidt, en zo verder tot de noodzaak voor CRM. De capaciteitsmechanismen voor gas zijn in die zin indirect een subsidie voor nucleaire, bruinkool- en steenkoolcentrales.

**29) Zou in België de voorkeur moeten worden gegeven aan een mechanisme (zie schema 1):**

**- dat is gebaseerd op prijzen of op volume?**

**- dat het geheel van de capaciteit betreft of is gericht op een gedeelte ervan?**

**- dat gecentraliseerd of gedecentraliseerd is?**
**Argumenteer uw keuze.**

**30) Welke van de vijf genoemde systemen is volgens u het meest geschikt om de doelstelling te behalen en waarom?**

Zoverre niet te vermijden, gaat de voorkeur naar de strategische reserve, met de bedoeling deze zo snel mogelijk terug af te schaffen.

**32) Moet een CRM in België de directe deelname van buitenlandse capaciteit toestaan?**
**Zo ja, van welke beheerswijze moet dan worden gebruik gemaakt voor de interconnectiecapaciteit?**

Ja, zie vraag 1)
Interconnectiecapaciteit via implicit auctioning – flow based.

**33) Welke invloed zou een CRM in België en een EOM in een aangrenzend land op de energiemarkt hebben?**

Minimaal indien tot het stricte minimum beperkt, beperkt in de tijd en transparant gemotiveerd

**34) Aan welke performantiecriteria moet worden voldaan (beschikbaarheid, flexibiliteit, milieuprestaties, kost enz.)?**
Garanties op beschikbaarheid, indien niet beschikbaar moet de operator financieel geresponsabiliseerd worden zoals een evenwichtsverantwoordelijke. Eenheden moeten flexibel zijn om de markt niet te verstoren en de integratie van (variabele) hernieuwbare energie niet tegen te werken. Op die manier kan effectief prioriteit gegeven worden aan hernieuwbare energie.

**35) Denkt u dan een mechanisme resulterend uit een politieke interventie garantie biedt op voldoende stabiliteit voor het bevorderen van nieuwe investeringen?**

Het Belgische politieke niveau is het voorbije decennium dysfunctioneel geweest. Vandaar dat we vandaag met een probleem zitten van bevoorradingszekerheid, een probleem dat perfect vermeden had kunnen worden. Zolang er verder wordt gekozen om de belangen van de elektriciteitsproducenten met centrale productie-eenheden te bevoordelen, valt geen beterschap te verwachten.

**37) Wat is uw visie op de interactie tussen de vergoedingsmechanismen voor de RES en de deelname in een CRM?**

Capaciteitsmechanismen op Europees niveau verhogen de nood aan subsidies voor RES. De prioriteit is om inflexibel vermogen uit de markt te halen (definitieve sluiting), waardoor elektriciteitsprijzen terug naar een gezonder niveau kunnen stijgen, de rentabiliteit van gasgestookte centrales kan verbeteren, er minder of geen behoefte is aan CRMs en de subsidies voor RES kunnen afnemen of sneller kunnen stopgezet worden.

**39) Moet de interconnectiecapaciteit op dezelfde wijze worden beschouwd als de capaciteit voor productie, afschakeling en opslag?**

Ja.

**40) Wat moet een CRM vergoeden: de beschikbaarheid van de capaciteit, de waarschijnlijkheid van de aanwezigheid op het gewenste moment, een optie om de energie in termijnen te leveren? Licht toe.**

CRM moeten vooral zo snel mogelijk afgeschaft worden.

**41) Wat is uw visie op de interacties tussen de energiemarkt en de capaciteitsmarkt met betrekking tot de prijs?**

CRM betekent de doodsteek voor de energiemarkt. Het is een subsidie die de prijs nog langer op een onredelijk laag niveau dreigt te houden.

**42) Welke maatregelen zouden kunnen worden genomen om buitensporige winsten (windfall profits) van sommige capaciteitstypen te voorkomen?**

**43) Wat is volgens u het effect van het voorgestelde mechanisme op de factuur van de eindverbruiker? Hoe moeten de kosten worden doorberekend? Evaluatie van de verenigbaarheid met de milieudoelstellingen**

CRM is een subsidie van de eindverbruiker aan producenten met centraal vermogen. CRM doet dus de factuur stijgen en wij gaan ervan uit dat economisch gezien dit sub-optimaal is: het merit-order effect (verlaging van marktprijzen) wordt meer dan gecompenseerd door capaciteitsmechanismen en allerhande subsidies die overbodig zouden gemaakt worden bij sluiting van vervuilende centrale eenheden. Ook de subsidies voor RES zouden sterk kunnen dalen of versneld afgeschaft worden.

**44) In hoeverre kan het voorgestelde mechanisme garanderen dat de milieudoelstellingen worden behaald?**

Door ze zo snel mogelijk af te schaffen en inflexibele centrales versneld te sluiten.

**45) Zijn in afwachting van de eventuele invoering van een CRM overgangsmaatregelen nodig? Zo ja, welke?**

**46) Hebt u andere ideeën of suggesties?**

Zoals hoger aangegeven (zie 18) moet prioriteit gegeven worden aan maatregelen voor energie-efficiëntie en DSM. Het (enorme) potentieel dat hier nog rest, kan de nood aan bijkomende productiecapaciteit beperken (efficiency first principe).

# B-DRA

## (ACTILITY, ANODE, ENERGYPOOL, ENERNOC, RESTORE)

Enkel beschikbaar in het Engels / Seulement disponible en Anglais

**Felix, Kim**

| | |
|---|---|
| **Van:** | peter.schell@restore.eu |
| **Verzonden:** | vendredi 6 mars 2015 18:50 |
| **Aan:** | consult.capacity |
| **CC:** | Gheury, Jacques; ARBEILLE Jacques; Andreas Flamm; Dieter Jong; Cedric De Jonghe; Pieter-Jan Mermans; Aaron Breidenbaugh; Anne-Sophie Chamoy |
| **Onderwerp:** | Reply to CRM questionaire |
| **Bijlagen:** | ATT00001.htm; 20150217_Aggregators_White Paper Capacity market_VF.pdf |

Dear,

please find attached our reply to the CREG's consultation regarding CRM design and alternatives.

This reply represents the views of the members of the Belgian Demand Response Association (B-DRA) which are: Actility, Anode, EnergyPool, EnerNOC and REstore.

Kind Regards

*Please take care of our planet. Do not print this email unnecessarily.*

*This message is intended for the exclusive use of the person(s) mentioned as recipient(s) and may contain personal and/or confidential information. If you have received this message in error, please notify the sender and delete this message from your system immediately. Directly or indirectly copying, disclosing, distributing, printing, publicizing and/or in any way using this message or any part thereof by any means is strictly prohibited if you are not the intended recipient(s). This message and any associated attachments cannot be deemed as legally binding under any circumstances without the express written consent from REstore NV/SA or its affiliated companies. REstore NV/SA or its affiliated companies are not responsible for any loss and/or damages arising from any errors and/or omissions in its e-mail messages.*

# White paper:

# Guidelines for an optimal CRM design to allow for the best possible societal solution by creating a level playing field for all, including Demand Response.

## March 2015

*Authors*
*Actility, Anode, EnernNOC, Energy Pool and REstore*

## Glossary

| | |
|---|---|
| Aggregator | Identifies, contracts, connects and monitors flexible power at industrial and commercial consumers, ultimately aggregating their flexible capacity into a pool in order to sell reliable "wholesale" power to the electricity market (wholesale market, balancing market, ancillary services market, etc.) |
| BRP | Balance Responsible Party. |
| BRPsource | BRP of the activated flexible consumer |
| BSP | Balancing Service Provider, a market participant providing Ancillary Services to its Connecting TSO |
| Demand Response | Refers to deliberate demand reductions or enhancement activated by an FSP/BSP and triggered by a signal other than a spot market price signal. DR can be a resource that offsets or defers the need for new generation, transmission, and/or distribution infrastructure through reduced consumption and/or enhanced decentral generation. |
| Demand Side Management | Refers to deliberate demand reductions triggered by *all* actions that influence demand: volume signals, variable price signals / ToU price signals, flexible connection contracts, etc. |
| DGO | Distribution Grid Operator |
| FSP | Flexibility Service Provider. In this document the FSP and BSP are combined into one role for the sake of simplification. |
| Independent Aggregator | Aggregator, independent from any Energy Supplier or Integrated Energy Utility |
| TSO | Transmission System Operator (in Belgium: Elia) |

## Executive Summary

This white paper is written and supported by Actility, Anode, EnerNOC, Energy Pool and REstore.

It provides detailed answers to the questions raised by the CREG with regards to the different market design options to improve/guarantee security of supply.

The key element for the authors of this document independently of the final choice of market model is that the chosen model encourages innovation in Demand Response and other solutions and does not slow it down or block it. Indeed the experience with CRM designs, such as the capacity market in the UK clearly show that this is a risk.

We look forward to an active participation in the further discussions on this topic with all concerned stakeholders.

# Table of content


Glossary ..... 2

Executive Summary ..... 3

Table of content ..... 4

1. Introduction ..... 5

2. Fundamental principles ..... 5

3. Answers to CREG questions that are relevant for Demand Response ..... 6

3.1. Identification and quantification of the problem ..... 6

3.2. Cost reduction existing generation units ..... 8

3.3. How to improve the Energy Only Market Model (EOM) ..... 8

3.4. Improvement to the current measures ..... 10

3.5. Introducing a capacity market ..... 11

# 1. Introduction

This white paper is written and supported by Actility, Anode, EnerNOC, Energy Pool and REstore.

It's first aim is to provide the requested input to the consultation launched by the CREG on 10/2/2015 regarding the possible solutions and mechanisms to guarantee system adequacy for the Belgian Market.

The official title of the consultation is "Mesures à prendre pour garantir l'adéquation des moyens de production conventionnels d'électricité en Belgique » ; « Maatregelen die moeten worden genomen om de toereikendheid van conventionele productiemiddelen van elektriciteit in België te waarborgen ». This is not the right way to phrase the problem and immediately introduces a bias that is not conclusive to achieve the desired outcome!

The aim should be correctly defined as : **Optimal regulatory and market environment to allow for short, medium & long-term system adequacy in the context of the societal durability objectives for the energy system.**

The document below starts by stating out the fundamental design principles believed to be necessary to achieve the objective above, before answering the specific questions raised in the CREG consultation that concern Demand Response.

# 2. Fundamental principles

Here the fundamental design principles that should guide a good CRM design from a Demand Response perspective:

a) **The market should allow demand side resources to participate in the Capacity Market:**
   - The market should allow curtailed load and behind the meter generation to participate
   - In this, DR should be allowed to be **a fully valued participant**, meaning that it will also have a comparable capacity market obligation, and eligible for remuneration comparable to that available to generation.
   - Availability and energy payments should be comparable per MW for both supply and demand side resources.

b) **The market should allow aggregation of demand-side resources:**
   - This means that the requirements for market participation are set at the **aggregated level**, as if the aggregated loads are **a single power plant.**
   - This pooling should include measurement and verification requirements, as well as registration and pre-qualification requirements etc. The performance of the aggregation shall be the sum of the aggregated loads and will not be measured at the level of the single consumer.

c) **Independent aggregators should be able to participate directly in the market**
   - This means they should not have to bid through a retailer/BRP, but can act directly and as a full market participant.
     If the capacity market includes an energy payment component, the consumer's BRP may require a standardized financial adjustment for any losses of sourced energy (See SEDC Paper 2014).

d) **Capacity markets should be transparent and monitored in order to ensure the establishment for a clearly defined capacity valuation**
   - A centralized market can sometimes be easier to monitor than a decentralized market
   - A clear and transparent capacity value, lowers new entrant barriers, avoids market manipulation and supports equal competition

- All resources should be paid the marginal price for capacity as determined through the market

e) **A pay as cleared market is preferable to a pay as bid market:**
   - This means that the market clears at a certain price and everyone is paid the same, which is beneficial to lower cost resources. Over time, this mechanism therefore ensures that the maximum amount of low cost MWs are built and bid into the market.
     Pay as cleared also sets a transparent price for the value of Capacity.

f) **The ability to contract for multi-year periods should be resource agnostic.**
   - One type of resource should not be favored over another. For example, paying new-build generation units a set price for up to 15 years and new-build demand side units for only 1 year (UK Capacity Market) – is not resource agnostic.
   - DR should be able to set the market value of Capacity in the same manner as generation. Both resources should have the same impact on the market price and one should not be protected from the other.

g) **The market should allow a new Demand Response portfolio to participate, entering into an obligation, prior to being built**
   - Just as with generators, demand response providers should be able to bid into the market and buy a capacity obligation, prior to having built their portfolio.
   - New capacity requires the certainty of future revenues before it can be financed or contracted

h) **The market should also include secondary trading for resources to trade out of their capacity obligations.**
   - This means that providers of capacity can trade obligations between each other. If one of them is having an issue meeting their commitments, they can ensure someone else can step in. This is also done between demand and generation providers.
     - The mechanism should include financial trading options and the physical trading option.
       1. **Financial trade:** The obligated party keeps the physical capacity obligation, but pays another party to take over for a set period of time.
       2. **Physical trade:** When an obligated party gives up the right to provide the capacity obligation and sell their obligation to someone else.

i) **A market should notify participants when there is a "capacity event".**
   - Resources should be notified when they will be needed through a **dispatch signal.**
   - **This should include** a ramp-up period (or time to prepare) prior to a performance window. This allows the power plant to ramp up and the aggregator to prepare the consumer for a capacity event.

j) **Measurement and verification should to be appropriate and fully calculate the full performance of Demand Response.**
   - Appropriate measurement and base-line methodologies measure the customer's response (or demand side flexibility) during a capacity event, this allows them to receive full payment for their service.

# 3. Answers to CREG questions that are relevant for Demand Response

## 3.1. Identification and quantification of the problem

1) Quelle est selon vous la zone géographique pertinente pour réaliser l'analyse du besoin de capacité ?

System adequacy technically is relevant for a much broader scope then just the Belgian control area seen the interconnected grids at CWE and UTCE levels. But seen the existing governance structure and national authority for energy matters it still makes sense to evaluate the problem for the Belgian control area. Using an approach similar to the one used to determine the national R1 volume based on an European assessment would make sense once and if a cross European system adequacy approach is adopted.

2) Y a-t-il actuellement un problème d'adéquation (compte tenu de la réserve stratégique). Dans la négative, à quel horizon estimez-vous qu'un tel problème pourrait survenir? Dans l'affirmative, quelle est selon vous l'ampleur du problème ?

We do not have any data to evaluate this. As aggregators we do not have a role to play in making sure system adequacy is guaranteed. Our role is to offer the markets (all markets!) technically and economically efficient solutions based on their needs.

3) Quel est/sera la nature du problème d'adéquation (manque de flexibilité, manque de capacité de base, de pointe,...) ?

With the increased penetration of intermittent, low marginal cost generation, the requirements to achieve system adequacy need to change.
To achieve a new optimum based on the new and evolving situation requires new types of assets and asset uses to enter the market. What will be required will be evolutive and dependent on the choices being made regarding the transition to a durable energy system. Here an indicative list of the topics that should be "on the radar" (in no particular order): sustainable integration of Demand Response, development of Cross-border Transmission capacity and therefore exchange of energy, deployment of storage technologies, development of cost & environmental efficient flexible generation, modified business model for intermittent energy sources ...
The needs are various and the "old terminology" of base and peak load does not fit well in this new context. What is key is that the relationship between energy and capacity, i.e. between MWh and MW will be significantly different and this leads to a new mix of optimal assets and asset uses compared to the current asset base. The adequacy problem will focus on finding the best technical & economic solution to provide more MW but less MWh. Demand Response being uniquely suited to this new challenge.

4) Comment expliquez-vous que les prix sur le marché n'augmentent pas significativement malgré l'annonce du besoin d'une réserve stratégique de 3.500 MW pour l'hiver prochain ?

We feel other market parties are better placed to answer this question.

5) Quelles barrières à l'entrée sur le marché identifiez-vous pour de nouvelles capacités (production y compris groupes de secours / effacement de la demande / stockage) tant au niveau du réseau de transport que du réseau de distribution ?

We are satisfied that the current strategic reserve has been open to Demand Response since its creation. We feel that there are still issues with its current design which we raised during the Task Force Meetings and have submitted as part of our feedback on the recently released functioning rules for 2015-2016. The current main issues are:

- Contract length differences between generation and demand
- 300-500 MW reserved for generation in the 2015-2016 strategic reserve volume
- Pre-qualification of DSO connected consumers as detailed in our feedback on the recent Synergrid consultation
- Sub-metering currently not allowed for DSO consumers although there are no technical arguments for this
- Equivalence factor between generation and Demand not based on all the relevant criteria
- Treatment of decentralized generation (currently excluded)

6) Dans quelles mesures les sources d'énergie renouvelable (éolien en particulier) peuvent-elles améliorer la sécurité d'approvisionnement ?

Indeed the renewable energy sources cannot be excluded from the discussion on system adequacy. They are indeed the driver of the change that is leading to the current concern, but they should also be considered as an important part of the solution together with all the other options available (see above). Today it is administrative and regulatory barriers (f.ex. green certificates rules) not technical barriers that prohibit these sources to play a role. Therefore the target environment will need to make sure these barriers disappear to reach the stated objective.

## 3.2. Cost reduction existing generation units

7) Voyez-vous d'autres mesures qui pourraient être prises ?

Not relevant for Demand Response

8) Ces mesures seraient-elles suffisantes à elles seules ?

Not relevant for Demand Response

## 3.3. How to improve the Energy Only Market Model (EOM)

9) Comment améliorer le design du marché pour qu'il permette de satisfaire les besoins d'adéquation et de flexibilité en les valorisant correctement ?

We believe that looking for a solution in an energy only market model is a valuable exercise. Indeed there are significant improvements that can be made to the EOM that would certainly improve system adequacy and do so effectively. Some of these improvements are listed in the responses to the following questions (10. to 12. and 14). The main issue with this approach is the inherent uncertainty of the reaction of the EOM and therefore the risk that potential catastrophic events (Black-outs) cannot be excluded. The key advantage of this approach is the intrinsic ability of an open market (if indeed open to all) to allow different technologies to compete on a level playing field and therefore allow the technical & economical optimum mix of resources to offer the required services, while other more "controlled" alternatives run the risk of introducing a bias to one technology or another as is the case with the UK capacity market f.ex.

10) Un renforcement des signaux de prix sur ces marchés permettrait-il d'atteindre l'objectif ?

What is really required is that the EOM are fully opened to new entrants, such as Demand Response.

This will change the price forming and allow for more liquidity (especially on the intra-day & balancing markets) where the need is the greatest. Further it is key that the markets are designed in such a way that the role of the TSO remains to provide residual balancing and the main balancing burden is clearly with the BRP (further re-enforce the current model). In the target market model there should not be a marked difference between intra-day and balancing market creating a liquid market place where intra-day needs to balance the system can find the most optimal offer from various technologies in an as large as possible cross-boarder market.

Such an open market design would certainly improve the situation but might not be sufficient to acheve the required investment in the technologies required to meet the rising demand. This is addressed further down in this document.

11) Quelles adaptations pourraient être apportées sur les marchés day ahead et intraday pour que le prix à court terme reflète la rareté de la capacité ?

The price is the consequence of offer and demand. Therefore the only way to influence it is to make sure offer and demand in the EOM are what they should be!
Demand for energy must be what is required to assure system adequacy in forward markets and day-ahead based on the forecast and intra-day based on the actual needs and actual generation.
Offers need to include all the possible solutions that will meet energy demand on a level playing field, from the capital intensive, low marginal cost to the capital "free" high marginal cost alternatives. Creating a liquid market in day-ahead and especially intra-day that is open to all (including Demand Response) and making sure the price in that market is not artificially capped by the balancing market or any other external rules, should allow for the right price signal, as is shown by examples in other countries such as the Australian NEM market f.ex.

12) Des pics de prix sont-ils nécessaires et suffisants pour assurer l'adéquation des moyens de production ?

We find this question to be badly phrased! The aim should not be to make sure production assets are viable but that the system adequacy is guaranteed. Market circumstances have changed making a currently important type of asset (gas fired generation) uneconomical. The solution to this is to restore the level playing field for all providers of capacity, including Demand Response. The problem is known. It is the political uncertainty about the life time of the nuclear power generation in the EU, ETS and other future political decisions impacting the energy system.
In particular the market design needs to focus on a level playing field between all alternatives taking into account the societal objectives decided for 2020, 2030 and 2050. In this context saving existing power plants should not be a priority objective but only one of the building blocks and only to the extent that newer solutions are not a better & cheaper alternative.

13) Quelles seraient les conditions pour que ces pics de prix soient acceptables du point de vue sociétal ?

Society will pay for system adequacy independently of how it is achieved! What is key is that the chosen market model and regulatory framework, i.e. an improved EOM market or a well designed CRM will guarantee the lowest possible cost for this vital service. In the vast majority of cases the actual peaks will not be directly impacting end-consumers as they will opt for the price stability of a forward contract (as is shown in a recent CREG report on the behavior of large consumers in Belgium)

14) Les incitants sont-ils suffisants pour obtenir des responsables d'équilibre qu'ils agissent pour maintenir leur équilibre ?

That is indeed a key question! See answers to questions 10 and 11. The current incentive have certainly not been sufficient to drive BRP's towards Demand Response as a further mean to achieve balance. There are multiple reasons for this: The theoretical high prices in the day-ahead, intra-day and balancing market have not (yet?) been experienced and the time required to adapt for these mostly large organization is very substantial even in "challenging" times.

15) Quelle est la portée du relèvement du signal de prix à 4.500 EUR/MWh en cas de déséquilibre structurel sur le comportement des acteurs ?

Without access to the energy markets it is not possible for Demand Response aggregators to evaluate the impact of this measure. At the moment the barriers to entry into the EOM and the inherent conflict of interest between the BRPs and the DR aggregator are much stronger then the incentive of these imbalance prices on BRPs to contract DR in bi-lateral agreements.

16) Existe-t-il suffisamment d'instruments pour sécuriser les coûts et revenus futurs (tant pour le consommateur que pour le détenteur de capacité) ? La volatilité des prix spot peut être couverte en contractant des produits forward de type futures ou options :
a) Quels produits de hedging pourraient être développés sur le marché forward ?
b) Comment assurer la liquidité du marché pour des produits à un horizon de 1, 2 ou 3 ans ?
c) Y a-t-il un besoin pour des produits de plus long terme (4 à 5, voir 6 ans) ? Si oui, comme en assurer la liquidité ?

Consumers willing to offer their flexibility to the market have shown a clear preference for availability payments rather then activation based remuneration. The possibility for availability payments for Demand Response is present in all market that have achieved significant DR penetration, such as the often quoted PJM market in the US. This does not explicitly mean a CRM is required, but it is important that even in an energy only market model this form of remuneration towards participants in Demand Response is possible. Creating a liquid market for options is one possible and promising solution and should be considered very seriously. A recent paper by Pöyry[1] highlights this approach in a way that is in-line with the Demand Response requirements outlined in this document.

17) Quel est l'impact du mécanisme de rémunération de la capacité actuellement en place (réserve stratégique) sur le fonctionnement du marché ?

This question is not DR relevant seen we do not have access to the energy markets at the moment.

## 3.4. Improvement to the current measures

18) La combinaison des deux mécanismes est-elle suffisante pour atteindre l'objectif de sécurité d'approvisionnement ? Si non, veuillez le justifier.

The auction for production capacity is not a good solution in our mind and we are satisfied to see it is currently on hold. The choice of the adequate solution should be a fair competition not a government decision. The Strategic Reserve is a good temporary measure, but not in its current form, designed specifically to maintain gas fired power generation in the market. It should be designed to solve the security of supply issue.

19) Selon vous, le mécanisme de l'appel d'offre pour l'obtention d'un complément de rémunération peut-il permettre d'atteindre l'objectif d'adéquation des unités conventionnelles ? Si non, veuillez en fournir la raison et indiquer les adaptations qu'il faudrait y apporter pour qu'il atteigne l'objectif.

This is not the right objective and it is not the right solution. This track should be definitely put on hold as it significantly distorts the level playing field.

20) Selon vous, la réserve stratégique dans sa version actuelle peut-elle permettre d'atteindre l'objectif de sécurité d'approvisionnement ? Si non, veuillez en fournir la raison et indiquer si vous êtes en faveur :
- de sa suppression ;
- de son adaptation en mentionnant les modifications qu'il faudrait y apporter pour qu'elle atteigne l'objectif.

We are in favor of keeping the Strategic Reserve as a last resort measure on top of other changes that need to be introduced to guarantee system adequacy (see proposed changes in chapter 2.3). SR allows Demand Response to participate and provide a meaningful contribution to the system. It has been a driver for the uptake of Demand Response in Belgium due to the high media attention on the security of supply issue and the societal benefit for participants to help avoid forced cuts (plan de delestage). Care is required to not loose this momentum in a transition towards a target solution for system adequacy. As stated in response to question 5, there are a number of key design elements that can and should be improved in the design of the SR.

21) Quel serait le volume de réserve stratégique à ne pas dépasser ? Pour quelle raison ?

The market design should solve most issues, on a technology neutral basis. Yet, no market mechanism can guarantee the final MW, as it is by definition non-viable in economic terms. The SR volume should be determined based on this exercise (the non-viable, yet necessary MW's), by an

[1] See www.poyry.co.uk/news/dro

objective academic panel. Otherwise, it will not support a stable market environment, and thus will distort the long term investment signal.

## 3.5. Introducing a capacity market

22) Dans quel but un CRM, autre que la réserve stratégique, devrait-il être mis en place en Belgique

The key benefit of combining an EOM with a capacity market is that it provides more revenue certainty than the EOM alone for all players in the energy industry (generators, DR providers…) given the current EOM is not perfect and provided the CM is well designed. In the currently uncertain and therefore difficult to predict energy landscape this is a very important element to consider. Indeed one could argue that an EOM solution will only succeed if the necessary predictability can be restored and the main driver for this being regulatory stability, and that otherwise a well-designed and stable CRM is needed to trigger the necessary investments.

The objective of the CRM would be to create the necessary confidence in future revenues (coming from the CRM, the energy markets and the balancing markets) to allow investment in the right solutions for the future adequacy needs of the energy system. **The key to the design is that all possible solutions meeting the adequacy needs have a totally level access to this market.**

23) Quel(s) problème(s) précis doit-il résoudre ?

See answer to question 22.

24) Ces problèmes sont-ils spécifiques au marché belge ?

No the problems are the same all over Europe and seen the large synergy effects of looking at system adequacy at a European scale, local solutions at the scale of individual countries are not the right solution.

25) Doit-il remplacer le mécanisme de la réserve stratégique ou y être ajouté ?

It makes no sense to have a CRM and keep the current strategic reserve. A smooth transition is key though (see answer 20) independent of the choice of target model.

26) Quelles solutions pourrait-il apporter que ne pourrait pas apporter un EOM amélioré et pour quelle raison ?

See answer 22. The key issue is revenue predictability and this is linked to a very large extent to the regulatory uncertainty triggered by the changing political decisions regarding the energy sector. In theory an EOM solution can work in a context with a stable long-term regulatory framework for the whole energy system, but in practice it seems doubtful that the required investment security can be achieved without a CRM.

27) Quelle est l'urgence d'un nouveau mécanisme ?

Creating a clear picture of the target model is urgent as the lack of visibility is the main cause of the current problems. Designing a smooth transition towards that model is as important to avoid worsening the situation in the process.

28) Le problème à résoudre est-il d'ordre conjoncturel ou structurel ? Veuillez le justifier.

The issue is structural not temporary due to the ongoing transition towards a durable energy system requiring structural changes to how system adequacy is achieved. The chosen market model and regulatory framework must accelerate this evolution not inhibit it by artificially subsidizing the extension of otherwise redundant assets.

Indeed the system adequacy issue to solve will continue to evolve with the transition towards a durable energy system and the advent of new forms of durable energy production such as tidal lagoons, CCS ... but this does not change the underlying need for a market model and regulatory framework that allows these technology and others such as Demand Response to compete against each other, such that the optimum combination of these technology gets financed and participates in the energy markets.

29) Conviendrait-il d'opter en Belgique pour un mécanisme (voir schéma 1) :
- basé sur les prix ou sur les volumes ?
- généralisé à l'ensemble des capacités ou ciblé ?
- centralisé ou décentralisé
Veuillez argumenter votre choix.

Assuming the choice is made to introduce a CRM then the most fundamental decision is the mechanism to determine the adequate capacity to be contracted and how this evolves over time. This is only realistic with a volume driven model, therefore we are not in favor of a price driven model. The second choice is to cover the total capacity or only the volume that is considered "uneconomic" (see answer 21). We consider a limited strategic reserve as a valid add-on to a EOM model and not really a CRM option, therefore if a CRM is introduced it needs to cover the total capacity required to avoid creating distortions. The last question is centralized versus decentralized: What is key is how the total volume of capacity to be contracted is determined and that an open, liquid and efficient market exist to source this capacity. Both the centralized UK model and the decentralized French model trigger serious concern in this regard and a better solution needs to be found to achieve the objective.

30) Parmi les cinq systèmes mentionnés, veuillez indiquer celui qui, selon vous, serait le plus adapté pour atteindre l'objectif et le motiver.

Based on the elements of answer 29 a volume driven, centralized design with and efficient process to determine the required capacity would seem to be the preferred solution. What is more important then the choices proposed is that the CRM allows all possible solutions to the needs to participate and is not biased towards any one in particular either explicitly or implicitly through specific design choices (as is the case in the UK at the moment)

31) Comment le CRM que vous proposez peut-il atténuer les erreurs de prévision éventuelles réalisées par l'instance responsable des calculs de volumes ?

As mentioned above this is the most important element of the CRM design and the biggest disadvantage compared to an EOM solution. The mechanism chosen to determine the volume should be based on an explicit and transparent methodology (potentially applied by the government) and on public market information. Although it will not completely reduce the volume forecast error, this would provide clarity and stability to the market.

32) Un CRM en Belgique devrait-il permettre la participation directe de capacités à l'étranger ? Si oui, quel mode de gestion des capacités d'interconnexion devrait-il y être associé ?

A pan European and integrated solution is preferable to local CRM schemes as those will undermine the Internal Energy Market and create distortions between countries that will not allow fair cross border competition. A solution along the lines of the current mechanism for primary reserves is a potential temporary or permanent option where the requirements are set at the European scale, but sourcing happens at the local level. How to allocate limited cross-border capacity will then depend on the chosen solution, but needs to be technology agnostic and allow for a fair distribution. It has to be noted that, given the current capacity market design in neighboring countries, implementing a European common requirement for capacity might require some adjustment to these capacity market designs. To avoid this type of adjustments to be required in the future in Belgium, we suggest striving to design a CRM which is compatible with a European common capacity requirement.

ENTSOE policy paper "cross-border participation to capacity mechanisms"[2] provides a few suggestions that have to be taken into account when envisaging cross-border participation to capacity mechanisms.

33) Quel serait l'impact sur le marché de l'énergie de la présence d'un CRM en Belgique et d'un EOM dans un pays transfrontalier.

It would undermine the integrations of those markets and distort competition, in particular when markets are coupled within the region. A pan European vision leading to coherent solution is a must. See also answer 32.

34) A quels critères de performance les capacités devraient-elles répondre (disponibilité, flexibilité, performances environnementales, coût,...) ?

The aim of the CRM is to ease out short term EOM tendencies (price volatility) by ensuring a long term supply adequacy in normal scenarios. The capacity supported by the CRM must therefore first conform to the technical criteria (e.g. control of delivery) of the markets they are delivering on. The other and most important characteristic of the capacities participating in the CRM is their availability as this is the key to ensure system adequacy. Only capacity sources that are willing & capable of taking a commitment to be present when required (to avoid doubt: when demand for energy is high) to ensure system adequacy have a value in the capacity market. This is independent of the fact that they might provide that capacity nearly all the time (base-load) or in exceptional circumstances (peak-load). Although a DR resource and a nuclear plant can both contribute to the same extent to the system adequacy it is unlikely they will deliver power for the same number hours. The different in remuneration between them will therefore come from the energy market not the capacity market. The UK capacity market example which imposes availability at times of system stress only is a valid example of the above. Costs performance should be set by making the CRM be a technology neutral and competitive market.

35) Pensez-vous qu'un mécanisme résultant d'une intervention « politique » offre des garanties de stabilité suffisantes pour promouvoir de nouveaux investissements ?

Stability of the environment is a key requirement for a well functioning energy system seen the long timescales involved. Political decisions to promote investment must be very well thought through to not only achieve their direct aim but also at the same time avoid significant negative and sometimes unexpected side effects. Measures that achieve this objective can help, but considerable prudence is required.

36) Quelles seraient les dispositions à prendre dans le mécanisme proposé pour garantir l'absence de barrières à l'entrée ?

This is a key concern for the Demand Side Aggregators and the UK example has shown the substantial risk of introducing barriers to entry by including specific design elements « to help » a specific type of solution to enter the market successfully (f.ex. the different contract lengths). Making sure the design is really technology neutral must be a stated top priority that is checked at every single step of the design process until the very last details.

37) Comment voyez-vous l'interaction entre les mécanismes de subsidiation des RES et la participation à un CRM ?

Subsidies for renewable energy product (true for all other subsidies as well) must be designed as a temporary measure. Getting subsidies should not be an exclusion criteria as long as the asset can offer the service being requested (f.ex. non-intermittent RES) and is not already remunerated for its capacity value. RES in general should be fully integrated into all the markets to allow them to offer and compete for all services, where they are a technically and economical viable solution. In general

[2] https://www.entsoe.eu/Documents/Publications/Position%20papers%20and%20reports/150213_ENTSO-E_Policy_paper_Capacity_Mechanisms.pdf

subsidies should be very targeted, limited to situation that require them and variable linked to market conditions.

38) Les capacités de production nouvelles et existantes doivent-elles être traitées de la même façon ?

Again we think this question should be phrased differently as it assumes generation should be the core concern of a CRM. The playing field should be totally level and there should be no bias whatsoever. The CRM should not support redundant assets that can be advantageously replaced by other more efficient solutions, nor should it encourage specific investments (f.ex. in new power plants or Demand Response) to the automatic determinant of other alternatives.

39) Les capacités d'interconnexion doivent-elles être considérées de la même manière que les capacités de production, d'effacement de la demande et de stockage ?

See answer 32. The solution for cross-border capacity will depend on the choice of Pan-European strategy. Transmission capacity as such is an enabler not a direct source of system adequacy. It cannot be treated exactly like the sources of system adequacy.

40) Que doit rémunérer un CRM : la disponibilité de la capacité, la probabilité de sa présence le moment voulu, une option de fourniture d'énergie à terme ? Veuillez-commenter.

See also answer 34. The CRM must remunerate the commitment to be « in the markets » when required, i.e. whenever needed to meet the demand for energy.

41) Comment voyez-vous les interactions entre le marché de l'énergie et le marché de la capacité en termes de prix ?

The CRM could reduce the price volatility in the energy and balancing markets and the need to pay reservation fees in the balancing markets. In theory the total cost of the solution in an improved EOM that provides sufficient revenue or the combination of a CRM with energy markets that does it through a mix of capacity payments and energy revenue should be the same. But in practice this depends very strongly on the right capacity volume being sourced in the CRM and the efficiency of the CRM and energy markets to achieve best possible prices (level playing field!).

42) Quelles seraient les mesures à prendre pour éviter la rémunération excessive (windfall profits) de certains types de capacités ?

An open market with a genuine level playing field will by definition avoid windfall profits. Windfall profits are the symptom of explicit or implicit advantages for certain solution to the detriment of others.

43) Quel serait, selon vous, l'impact sur la facture du consommateur final du mécanisme proposé? Comment le coût devrait-il être répercuté ?

See answers 13 and 41. The cost should be included in the sourcing cost of the suppliers (no difference between a EOM and a CRM solution).

44) Comment le mécanisme proposé peut-il garantir l'atteinte des objectifs environnementaux ?

Creating a market model and regulatory framework that achieves system adequacy in the most efficient way in a changing energy environment driven by durability objectives and accelerates the change instead of hindering it, is the best possible way to achieve these objectives.

45) Dans l'attente de l'éventuelle mise en place d'un CRM, des mesures transitoires sont-elles nécessaires. Si oui, lesquelles ?

It is key to open the energy markets (day-ahead and intra-day) to Demand Response (and all other economically and technically viable solutions) immediately as this will have a significant immediate impact and is compatible with all choices of target model.

As already mentioned clarity on the target model is crucial. A well thought out transition is key and in this respect the strategic reserve should continue to play an important role.

46) Avez-vous d'autres idées ou suggestions ?

The provisions foreseen in the European Energy Directive and especially article 15.8 related to Demand Response should be transposed into Belgium law and translated into the necessary regulation changes on the Belgian market as soon as possible.

---

# COGEN VLAANDEREN

Enkel beschikbaar in het Nederlands / Seulement disponible en Néerlandais

## Felix, Kim

**Van:** Daan Curvers <daan.curvers@cogenvlaanderen.be>
**Verzonden:** vendredi 6 mars 2015 22:06
**Aan:** consult.capacity
**CC:** Boydens Jean Pierre
**Onderwerp:** input COGEN Vlaanderen
**Bijlagen:** 2015.03.03 - Consultatie CREG toereikendheid V2.pdf

Geachte,

Gelieve in bijlage de input van COGEN Vlaanderen te willen vinden m.b.t.
de consultatie betreffende "Maatregelen die moeten worden genomen om de toereikendheid van conventionele productiemiddelen van elektriciteit in België te waarborgen".

Met vriendelijke groeten,
Daan Curvers

COGEN Vlaanderen
Voor kwalitatieve WKK in Vlaanderen
Zwartzustersstraat 16 bus 9, 3000 Leuven
Tel: 016 58 59 97 - Fax: 016 62 16 91 - BTW BE 0475 920 701
www.cogenvlaanderen.be

# Consulatie CREG: maatregelen om de toereikendheid van conventionele productiemiddelen van elektriciteit te waarborgen

## Inleiding

De CREG organiseert een bevraging rond de eventuele invoering van een capaciteitsvergoeding (CRM; *capacity remuneration mechanism*). Meer en meer wordt duidelijk dat de huidige marktwerking faalt in het aantrekken van nieuwe investeringen en het verzekeren van de *Security of Supply* (SoS), en dat maatregelen zich opdringen. Dit komt onder meer door een toename aan hernieuwbare productie met een lage marginale kost, door lage steenkoolprijzen en door lage $CO_2$-prijzen. COGEN Vlaanderen spreekt zich echter niet uit over de wenselijkheid van een bijkomend CRM t.o.v. andere mogelijke oplossingen. Wel is COGEN Vlaanderen van mening dat indien men ervoor opteert om een bijkomend CRM te installeren, er daarbij over gewaakt moet worden dat deze enerzijds technologie-neutraal is en dat WKK hierin een duidelijke rol kan spelen, en dat er anderzijds over gewaakt moet worden dat bestaande installaties zoveel mogelijk operationeel gehouden kunnen worden. Om de kost zo laag mogelijk te houden, beperkt de oplossing zich best tot installaties die werkelijk een probleem hebben.

Hieronder vindt u het antwoord van COGEN Vlaanderen op een aantal van de vragen die naar voor komen in de bevraging.

## Vragen

### Wat is de aard (of wat zal de aard zijn) van het toereikendheidsprobleem (gebrek aan flexibiliteit, gebrek aan basiscapaciteit, piekcapaciteit enz.)?

Aardgas-gebaseerde centrales worden uit de markt geduwd en gedesactiveerd. Hierdoor ontstaat een gebrek aan flexibele capaciteit die nodig is om basislast én piekvraag in te vullen.

### Wat is uw verklaring voor het feit dat de marktprijzen niet significant gestegen zijn ondanks de aankondiging van de behoefte aan een strategische reserve van 3.500 MW voor aanstaande winter?

We stellen vast dat er wel degelijk prijsverschillen worden opgetekend t.a.v. de buurlanden, met erg grote verschillen t.a.v. Duitsland en beperktere verschillen t.a.v. Nederland en Frankrijk (Q4-15; Q1-16) . Daar de uren waarop de importcapaciteit te kort schiet naar verwachting relatief beperkt zijn, wordt de meerkost voor het wegwerken van een onbalans tijdens deze uren uitgespreid over beide kwartalen, wat een relatief beperkte stijging van de gemiddelde elektriciteitsprijs oplevert.

**Welke markttoetredingsbarrières ziet u voor nieuwe capaciteit (productie met inbegrip van noodgroepen/afschakelbaar vermogen/opslag) voor zowel in het transmissienet als in het distributienet?**

Voor gas-gestookte installaties, waaronder een groot deel van de WKK-toepassingen, is de grootste barrière momenteel de slechte *spark spread*, en de onzekerheid m.b.t. de toekomstige prijsevoluties. Verlenging en/of van bestaande WKK-installaties is daarenboven soms moeilijk o.w.v. de onzekerheden m.b.t. de steunregelgeving of gehele afwezigheid van steun.
Daarnaast moeten ook algemeen de juiste signalen gegeven worden: bij een gedeeltelijke afschakeling gaan ARP's met een negatieve onbalans erop vooruit, en tegelijkertijd moet afgeschakelde productie een onbalanskost betalen, wat uiteraard niet bevorderlijk is.

**Er zijn reeds maatregelen genomen om de kosten van de conventionele gasproductieeenheden te verminderen, zoals de vrijstelling van de federale bijdrage voor gas. Welke andere maatregelen kunnen worden genomen? Zijn deze maatregelen op zichzelf voldoende?**

Een *volledige* vrijstelling van de federale bijdrage op aardgas voor WKK (in tegenstelling tot enkel voor elektriciteit die geïnjecteerd wordt op het net) zou bijdragen aan een positievere *spark spread*. Dit kan voor een aantal projecten resulteren in een positieve *business case*, maar zal zeker niet voldoende zijn om het volledige potentieel te benutten.

**Zou de introductie van sterkere prijssignalen kunnen bijdragen aan de verwezenlijking van het doel? Zijn prijspieken noodzakelijk en voldoende om de toereikendheid van de productiemiddelen te waarborgen?**

Sterkere prijssignalen zouden zeker bijdragen aan het wegwerken van de problematiek. Occasionele prijspieken zijn echter niet voldoende, gezien zij niet voldoende garantie bieden.

**Aan welke performantiecriteria moet worden voldaan (beschikbaarheid, flexibiliteit, milieuprestaties, kost enz.)?**

Uiteraard is een vereiste voor het verkrijgen van een capaciteitsvergoeding dat deze capaciteit ook effectief beschikbaar is wanneer er nood aan is. Een voldoende hoge mate van beschikbaarheid – met name tijdens de precaire momenten – is dus aangewezen.

Flexibiliteit wordt steeds belangrijker naarmate ons systeem een groter aandeel aan intermitterende productie kent. Het is echter ook van belang dat bestaande, efficiënte installaties niet weggedrukt worden omwille van een gebrek aan flexibiliteit, dit geldt met name voor WKK-installaties die geconcipieerd werden als baseload-toepassing. Wel zal men in de toekomst meer en meer naar flexibele productie moeten evolueren.

**Wat is uw visie op de interactie tussen de vergoedingsmechanismen voor de RES en de deelname in een CRM?**

Beiden zijn erop gericht de nodige investeringen uit te lokken. Indien het vergoedingsmechanisme hierin slaagt, is een verdere capaciteitsvergoeding in principe overbodig. Anderzijds kan een correcte vergoeding van betrouwbare capaciteit uiteraard de nood aan steun verlagen.

**Moet nieuwe en bestaande productiecapaciteit op dezelfde manier worden behandeld?**

In elk geval moet vermeden worden dat bestaande, efficiënte productie-eenheden stilgelegd worden om vervangen te worden door nieuwe investeringen. Mogelijks is de benodigde vergoeding verschillend, maar vrijwaren van bestaande capaciteit moet een van de prioriteiten zijn.

**Welke maatregelen zouden kunnen worden genomen om buitensporige winsten (windfall profits) van sommige capaciteitstypen te voorkomen?**

Een CRM moet zo ontworpen worden dat de markt ten volle kan werken en dus enkel kosten en risico's dekt (hoofdzakelijk tekort aan inkomsten uit de Energy Only Market (EOM)). Hierbij dient ook rekening gehouden te worden met (toekomstige) effecten van de energiepolitiek, meer bepaald evoluties op de koolstofmarkt. Bovendien moet dergelijk mechanisme op EU-niveau worden georganiseerd van zodra de bevoegdheid over de bevoorradingszekerheid wordt overgeheveld van de lidstaten naar het EU-niveau.

**Wat is volgens u het effect van het voorgestelde mechanisme op de factuur van de eindverbruiker? Hoe moeten de kosten worden doorberekend?**

De kosten van het systeem dienen te worden gedragen de veroorzakers van de piek.

# DILS-ENERGIE

Beschikbaar in het Nederlands en het Engels / Disponible en Néerlandais et en Anglais

## Felix, Kim

**Van:** Adrian Bobula <abobula@advancedpower.sk>
**Verzonden:** vendredi 6 mars 2015 16:45
**Aan:** consult.capacity
**Onderwerp:** Dils Energie - CREG Questionnaire
**Bijlagen:** CREG Questionnaire 20150306 NL.pdf; CREG Questionnaire 20150306 EN.pdf

Gentlemen.

Dils-Energie is a new gas-fired combined cycle power station project with about 900 MW capacity in Dilsen-Stokkem. On 22nd July 2014 Dils-Energie submitted an offer to FOD Economie in response to the government tender for new capacity published on 22nd January, 2014.

In accordance with your request published on the Web Page of CREG on February 10th, 2015 we hereby respond to your request in relation to the "Public consultation on measures which needs to be put in place in order to guarantee the adequacy of conventional power generation facilities in Belgium."

Please find attached a paper which provides CREG with our general view of the market in Belgium.
In this paper we sketch out possible solutions which will help to avoid a capacity shortage in the long run as well as interim steps to be taken in the short and medium term.

For your convenience, we have also appended excerpts from our paper as answers to some of the questions of your Questionnaire. However, we believe that our paper is best read as a whole, since it tries to present a consistent set of assumptions, arguments and conclusions.

We prepared our answer in English and arranged a translation into Dutch. We therefore attach both versions of the document.

Best regards

**Adrian Bobula**
Project Manager
Dils-Energie NV

Advanced Power AG

The information contained in this message or any of its attachments is confidential and may be legally privileged or otherwise protected from disclosure. If you are not the intended recipient, please telephone or email the sender and delete this message and any attachment from your system; you must not copy or disclose the contents of this message or any attachment to any other person. Unintended transmission shall not constitute waiver of the attorney-client or any other privilege.

Commissie voor de Regulering van de Elektriciteit en het Gas

6 maart 2015

Nijverheidsstraat 26-38

B-1040 Brussels

consult.capacity@creg.be.

Geachte heren,

Dils-Energie is een project voor een gasgestookte centrale met een gecombineerde stoom- en gascyclus met een vermogen van 899 MW in Dilsen-Stokkem. Op 22 juli 2014 diende Dils-Energie een offerte in bij de FOD Economie als reactie op de openbare aanbesteding voor nieuwe capaciteit die de regering uitschreef op 22 januari 2014.

Naar aanleiding van het verzoek dat u op 10 februari 2015 op de internetpagina van CREG publiceerde, beantwoorden wij hierbij uw vraag met betrekking tot de "Openbare raadpleging inzake de maatregelen die moeten worden genomen om de toereikendheid van conventionele productiemiddelen van elektriciteit in België te waarborgen."

Wij waarderen het initiatief van de Belgische regering en CREG om maatregelen en bijkomende vergoedingsmechanismen te vinden die het investeringsklimaat voor nieuwe opwekkingscapaciteit in België zullen verbeteren en die de sluiting om commerciële redenen van conventionele productie-eenheden die het einde van hun levenscyclus nog niet hebben bereikt, zullen voorkomen.

Hierbij dienen wij een document in waarin wij aan CREG onze algemene visie op de markt in België uiteenzetten. Hierin schetsen wij mogelijke oplossingen om een capaciteitstekort op lange termijn te vermijden evenals tussentijdse stappen die op korte en middellange termijn kunnen worden genomen.

Voor uw gemak hebben wij uittreksels van dit document ook als antwoorden op enkele van de vragen uit uw vragenlijst toegevoegd. Wij vinden echter dat u ons document het beste als

één geheel kunt lezen, aangezien we hebben geprobeerd om een samenhangende reeks veronderstellingen, argumenten en conclusies te formuleren.

Met vriendelijke groeten

Adrian Bobula

Project Manager

Dils-Energie NV

## Toereikendheid van de Belgische productiecapaciteit

Dils-Energie is van mening dat België een groot risico loopt dat de productiecapaciteit ontoereikend zal zijn om aan piekvragen te voldoen.

Wij hebben deze mening gebaseerd op de volgende feiten en redelijke veronderstellingen:

1. De huidige situatie is dusdanig dat de Belgische capaciteitsmarge[1] onder bepaalde omstandigheden negatief kan worden.
2. Hoewel de piekvraag in de nabije toekomst misschien niet fors zal stijgen, zal ze hoogstwaarschijnlijk niet dalen. Het economische herstel zal eerder tot een stabiele of stijgende vraag leiden.
3. De huidige wet beveelt de sluiting van 866 MW nucleair vermogen in 2019 en een bijkomende 5 061 MW nucleair vermogen tegen 2025. Gezien de recente pannes van Tihange 2 en Doel 3 (2.014 MW), werd beslist om de levenscyclus van Doel 1 en Doel 2 (866 MW) te verlengen. Het zou evenwel niet verstandig zijn ervan uit te gaan dat ook de levenscyclus van andere reactoren noodzakelijkerwijs zal worden verlengd.
4. Onlangs werden bijkomende tijdelijke buitendienststellingen of sluitingen van 1.400 MW vermogen aangekondigd.
5. Tihange 2 en Doel 3 (2.014 MW) zijn momenteel buiten bedrijf en worden misschien nooit meer opnieuw in bedrijf gesteld.
6. Er zijn geen noemenswaardige toevoegingen van dispatchable vermogen aangekondigd of momenteel gepland.
7. Het ingevoerde vermogen is vandaag beperkt tot zo'n 3.500 MW. Onlangs werd een nieuwe kabelverbinding van 1.000 MW tussen het VK en België aangekondigd, maar deze zal voor 2019 niet operationeel zijn. Dit bijkomende vermogen zal niet volstaan om vanaf dat moment aan de Belgische behoefte te voldoen. Bovendien moeten we, wanneer we de bijdragen van interconnecties tot het beschikbare vermogen in België bekijken, nagaan of aan het andere uiteinde van de interconnectie al dan niet productiecapaciteit beschikbaar is. Het VK voorziet momenteel capaciteitstekorten en heeft daarom onlangs een veiling georganiseerd voor subsidies voor extra productiecapaciteit. De interconnector kan daarom het tekort nog verergeren, in plaats van het terug te dringen. Hetzelfde kan gelden voor de overgebleven interconnecties. Bijvoorbeeld, wanneer Noordwest-Europa een koude periode doormaakt met een hoge vraag en weinig productie van wind- of zonne-energie in andere landen (bv.

[1] De "capaciteitsmarge" is het teveel aan beschikbare productiecapaciteit ten opzichte van de vraag. Een capaciteitstekort houdt daarom een negatieve capaciteitsmarge in.

Frankrijk, VK, Nederland), is het mogelijk dat deze interconnecties weinig of geen productiecapaciteit beschikbaar stellen.

Het vermogen om hernieuwbare energie op te wekken zal blijven groeien, maar daarop kunnen we niet rekenen op piekmomenten. De bijdrage daarvan tot de capaciteitsmarge zal onbeduidend zijn.

De Belgische strategische reserve kan ervoor zorgen dat een aantal conventionele elektriciteitscentrales die anders zouden worden gesloten of tijdelijk buiten dienst zouden worden gesteld (bijvoorbeeld, de 1.400 MW die hierboven onder punt 4 wordt vermeld) beschikbaar blijven. Op zich zal dit ontoereikend zijn om een positieve capaciteitsmarge te herstellen onder alle redelijkerwijs te verwachten omstandigheden, omdat de resterende factoren die hierboven worden genoemd, nog steeds een aanzienlijk risico op negatieve capaciteitsmarges met zich meebrengen.

Bovendien geloven wij dat de strategische reserve, ongeacht haar belang voor de toereikendheid van het systeem, in het beste geval een kortetermijnoplossing kan bieden voor een ontoereikende productiecapaciteit, maar een onbetrouwbare, inefficiënte en ongeschikte maatregel is (zie verder).

We kunnen natuurlijk hopen dat een ophanden zijnd vermogenstekort tot hoge forward-prijzen zal leiden, wat op zijn beurt de bouw van nieuwe productiecapaciteit zou stimuleren. Dit is onwaarschijnlijk om twee voorname redenen:

a) De marktspelers maken zich zorgen over marktinterventie(s) die de prijspieken zou(den) voorkomen of aftoppen die nodig zouden zijn om op tekorten te wijzen en de investeringen aan te moedigen. De Belgische strategische reserve is precies zo'n maatregel; of ze nodig is of niet, ze toont alleszins de risico's verbonden aan investeringen op basis van verwachte marktprijzen.
b) Beleggers zullen opzettelijk niet investeren in de creatie van een langdurige overcapaciteit, d.w.z. een positieve capaciteitsmarge. Dat is echter precies wat we nodig hebben om de bevoorradingszekerheid te garanderen. Om een voldoende grote capaciteitsmarge te creëren, is een aparte aanmoedigingsstructuur nodig, een "Capaciteitsmechanisme".

Dit is een fundamentele zwakte in het *energy only market*-model dat Europa momenteel hanteert. Het zou veel eerder duidelijk zijn geweest, als de daling van de piekvraag door de recessie in Europa geen groot overaanbod had gecreëerd. Door dit overaanbod bestond er –

en bestaat er in veel landen nog steeds – geen risico op negatieve capaciteitsmarges. In sommige landen (bv. België en het VK) werd of wordt deze vermogensmarge evenwel uitgehold en wordt de zwakte van de *energy only market* duidelijk. De bevoorradingszekerheid wordt niet gewaardeerd tot ze ontoereikend is – en dan is het te laat.

*"... energy-only markets zullen geen overtollige vermogensmarge produceren die nodig is voor de bevoorradingszekerheid bij gebrek aan een uitgebreide elektriciteitsopslag. Geen enkele rationele kapitalist zal opzettelijk investeren in de creatie van een dergelijke overtollige marge die de prijzen naar beneden drukt en niet onmiddellijk wordt vergoed. Het vereiste vermogen voor de bevoorradingszekerheid is geen basisproduct. Het vergt een afzonderlijk capaciteitsmechanisme."*[2]

Kortom, vandaag bestaat reeds een reëel risico op capaciteitstekorten (vandaar het afschakelingsplan) en het zal in de toekomst waarschijnlijk toenemen. Dit kan worden aangepakt door nieuwe capaciteit te bouwen, maar de huidige marktprijzen bieden geen basis hiervoor. Het vertrouwen in "energy only markets" is onvoldoende om de bouw van nieuwe dispatchable capaciteit te stimuleren en de kans is klein dat de energy only market tijdig voldoende aanmoediging zal bieden. Ook al zouden de marktprijzen heel snel beginnen te stijgen – en daar zien we geen tekenen van – is het steeds onwaarschijnlijker dat er de komende twee jaar een positieve investeringsbeslissing kan worden genomen. Gezien de ontwikkelingsperiode van minstens één jaar en een bouwtermijn van zo'n drie jaar (voor STEG), kunnen investeringen in nieuwe capaciteit op basis van de huidige en verwachte toekomstige marktprijzen niet beschikbaar zijn voor 2021. Dit is te laat om de toenemende capaciteitsschaarste aan te pakken.

## Capaciteitsmechanisme als langetermijndoelstelling

De bevoorradingszekerheid van elektriciteit is een publiek goed. Een mechanisme om capaciteit te vergoeden (het "capaciteitsmechanisme") is waarschijnlijk de beste en efficiëntste manier om de bevoorradingszekerheid te garanderen. Een aantal regio's en landen hebben nu de nood ingezien van capaciteitsmechanismen en hebben er verschillende vormen

[2] Professor Dieter Helm, "Competition in the British electricity sector: a set of practical reforms", Energy Futures Network, Paper No. 8, 9 Feb. 2015

van ingevoerd. Vooral in de Verenigde Staten van Amerika (bv. ISO New England Region, ISO New York Region, PJM Region) werd veel ervaring opgedaan en kunnen voorlopige conclusies worden getrokken:

1) Het ontwerp van het vergoedingsmechanisme voor capaciteit is heel belangrijk, vooral wanneer het erop gericht is de bouw te stimuleren of de bestaande capaciteit te behouden. Sommige modellen van capaciteitsmechanismen kunnen aanzienlijke onverwachte winsten (of gestrande kosten) genereren die politiek onaanvaardbaar kunnen zijn. De beleidsmakers moeten de doelstellingen bepalen en pas dan een gepast capaciteitsmechanisme uitwerken. Gezien de complexiteit zijn een zekere mate van experimenteren (met vallen en opstaan) en kinderziekten onvermijdelijk.
2) Het duurt even om het vertrouwen in een nieuw vergoedingssysteem te winnen, vooral als het zo complex is als capaciteitsmechanismen meestal zijn. Rendabele capaciteitsmechanismen vergen een soort veiling en er zijn enkele succesvolle veilingen nodig om het vertrouwen in de resultaten te winnen, dat nodig is om de bouw van nieuwe productiecapaciteit of zelfs verbouwingen te stimuleren.
3) Capaciteitsmechanismen kunnen een grote grensoverschrijdende impact hebben en zullen de resterende *energy only market* waarschijnlijk beïnvloeden. Daarom is Europese coördinatie, of zelfs uniformiteit, vereist.

Capaciteitsmechanismen zijn het juiste langetermijnmiddel om een concurrentiële en veilige elektriciteitsmarkt te creëren. Ze zijn evenwel complex, vergen Europese coördinatie en hebben tijd nodig voordat ze (zichtbaar) geschikt, efficiënt en effectief kunnen zijn. We zouden deze periode voordat een nieuw Europees capaciteitsmechanisme effectief wordt, ramen op minstens 5 jaar en waarschijnlijk meer dan 10 jaar.

Daarom ondersteunen wij het plan om een geschikt, efficiënt en effectief capaciteitsmechanisme in België in te voeren in samenwerking met de Europese Unie. We geloven echter niet dat dit tijdig een oplossing zal bieden voor het probleem van de capaciteitsschaarste dat moet worden aangepakt.

## Strategische reserve

De Belgische regering heeft reeds stappen ondernomen om op korte en middellange termijn een toereikende capaciteit te garanderen door een strategische reserve aan te leggen en een aanbesteding voor nieuwe capaciteit uit te schrijven.

Volgens ons is de strategische reserve een redelijk, onmiddellijk antwoord op de huidige capaciteitsschaarste die onverwachte gebeurtenissen, zoals de panne van Doel 4, hebben veroorzaakt. Het mag echter alleen een kortetermijnoplossing zijn. En wel om onderstaande redenen:

a) De strategische reserve kan worden beschouwd als een fundamentele inbreuk op de eigendomsrechten die alleen gerechtvaardigd lijkt in extreme en onverwachte omstandigheden.
b) De kostprijs van de strategische reserve is niet onderhevig aan concurrentie en daardoor ten slotte waarschijnlijk hoger dan hij moet zijn.
c) De elektriciteitscentrales in de strategische reserve kunnen geen economische waarde creëren, behalve dat ze voor bevoorradingszekerheid zorgen, hoewel er gemakkelijk omstandigheden zouden kunnen zijn waarin ze wat waarde zouden opbrengen.
d) De strategische reserve topt de marktprijzen af en ontmoedigt zo het openhouden van andere, bestaande centrales en de bouw van nieuwe capaciteit. Dit leidt tot de huidige "spiraal" waarin andere centrales, die momenteel verlies leiden op de open mark, off-line dreigen te gaan om in de strategische reserve te treden waarin ze ten minste hun kosten op korte termijn kunnen recupereren.
e) Aangezien de strategische reserve de marktwerking ernstig verstoort, ondermijnt ze het vertrouwen en de geloofwaardigheid verder.

Hoewel de aanleg van de strategische reserve misschien noodzakelijk was, mag ze alleen een tussentijdse kortetermijnoplossing zijn. Op lange termijn is ze bijzonder inefficiënt en ineffectief en creëert ze geen vertrouwen terwijl vertrouwen net cruciaal is voor de creatie van een systeem dat tegen een zo laag mogelijke kostprijs toekomstige capaciteit creëert.

Om de huidige capaciteit intussen te behouden, stellen wij voor dat de regering overweegt om de strategische reserve te vervangen door een concurrentiële aanbesteding die er specifiek op gericht is om de beschikbaarheid van hoogefficiënte gasgestookte elektriciteitscentrales te garanderen.

Aanbesteding voor nieuwe capaciteit

Op 22 januari 2014 schreef de Belgische regering een openbare aanbesteding uit voor betalingen voor de bouw van nieuwe elektriciteitscentrales om bijkomende capaciteit te genereren. Dils-Energie beantwoordde deze aanbesteding door op 22 juli 2014 een offerte in te dienen voor de bouw van een hoogefficiënte gasgestookte elektriciteitscentrale met een gecombineerde stoom- en gascyclus van 899 MW, die geldig was tot 31 december 2014. Vervolgens verlengde Dils-Energie de geldigheid van de offerte tot 31 maart 2015.

Wij geloven dat de aanbesteding voor de bouw van een nieuwe, hoogefficiënte gasgestookte elektriciteitscentrale met gecombineerde stoom- en gascyclus noodzakelijk en efficiënt is. De redenering die ons tot die conclusie brengt, werd hierboven reeds grotendeels uiteengezet en kan als volgt worden aangevuld:

1) België loopt een groot risico op een ontoereikende productiecapaciteit en dit risico zal in de toekomst toenemen.
2) Aangezien de bevoorradingszekerheid eerder een publiek dan een privaat goed is, is de kans klein dat de markt de juiste en tijdige prijssignalen zal geven voor de bouw van nieuwe capaciteit. In elk geval wantrouwen investeerders momenteel de elektriciteitsmarkten waardoor ze investeringsbeslissingen uitstellen.
3) Het zal jaren vergen om en geschikte langetermijnoplossing – goed gestructureerde capaciteitsmarkten – uit te werken, in te voeren en ingang te doen vinden. Daarom kan het de tijdige bouw van nieuwe capaciteit niet aanmoedigen.
4) De aanbesteding voor nieuwe capaciteit kan sneller voor nieuwe capaciteit zorgen dan andere benaderingen en op tijd om grote capaciteitstekorten te voorkomen (2019). Aangezien de aanbesteding erop gericht is alleen de vereiste hoeveelheid nieuwe capaciteit binnen de gepaste termijn aan te moedigen, vermijdt ze onverwachte winsten en levert de vereiste capaciteit tegen een concurrentiële prijs.

De aanbesteding voor nieuwe capaciteit is een noodzakelijke tussentijdse interventie om capaciteitstekorten in de toekomst te vermijden. Ze moet beperkt en doelgericht zijn om de bouw van bijkomende capaciteit tegen een minimale kostprijs te verwezenlijken.

Samenvatting

Dils-Energie gelooft dat België nu al het risico loopt op negatieve capaciteitsmarges en dat dit risico na verloop van tijd zal toenemen. De nieuwe capaciteit om de huidige en toekomstige capaciteitsschaarste op te lossen zal niet tijdig worden gebouwd om dit probleem aan te pakken op de *energy only market*. Investeerders vertrouwen de markt niet en zijn niet aangemoedigd om de nodige overcapaciteit (positieve capaciteitsmarge) te creëren.

Dit moet op lange termijn worden aangepakt door een concurrentieel capaciteitsmechanisme in te voeren. Dit vergt veel tijd waardoor een aantal tussentijdse maatregelen zich opdringen.

De strategische reserve is een gepast, snel antwoord op deze situatie, maar moet zo snel mogelijk worden vervangen. Het is namelijk een inefficiënte en uiteindelijk waarschijnlijk ook ineffectieve verstoring van de markten. Ze kan misschien worden vervangen door een meer concurrentiële aanbesteding om de bestaande, efficiënte capaciteit in bedrijf te houden.

De huidige aanbesteding voor nieuwe capaciteit waaraan Dils-Energie heeft deelgenomen, is een gepaste, tussentijdse maatregel omdat ze concurrentieel en doelgericht is. Ze zal daarom waarschijnlijk de vereiste bijkomende capaciteit genereren tegen een relatief lage kostprijs en zonder onverwachte winsten of gestrande kosten op te leveren.

Dils-Energie beveelt aan dat de Belgische regering een duidelijk *roadbook* publiceert waarin ze

a) de langetermijndoelstellingen van de invoering van een geschikt capaciteitsmechanisme in samenwerking met de Europese autoriteiten bevestigt,
b) bevestigt dat de strategische reserve een kortetermijnmaatregel is die zal worden vervangen door een meer concurrentieel mechanisme om de bestaande, efficiënte capaciteit in bedrijf te houden, en
c) de aanbesteding bevestigt voor nieuwe capaciteit en, indien de Europese Commissie dat eist, deze overeenkomstig aanpast om zo snel mogelijk van start te gaan.

Vragenlijst:

*4) Wat is uw verklaring voor het feit dat de marktprijzen niet significant gestegen zijn ondanks de aankondiging van de behoefte aan een strategische reserve van 3.500 MW voor aanstaande winter?*

Wij geloven dat de strategische reserve, ongeacht haar belang voor de toereikendheid van het systeem, in het beste geval een kortetermijnoplossing kan bieden voor een ontoereikende productiecapaciteit, maar een onbetrouwbare, inefficiënte en ongeschikte maatregel is (zie verder).

We kunnen natuurlijk hopen dat een ophanden zijnd vermogenstekort tot hoge forward-prijzen zal leiden, wat op zijn beurt de bouw van nieuwe productiecapaciteit zou stimuleren. Dit is onwaarschijnlijk om twee voorname redenen:

a) De marktspelers maken zich zorgen over marktinterventie(s) die de prijspieken zou(den) voorkomen of aftoppen die nodig zouden zijn om op tekorten te wijzen en de investeringen aan te moedigen. De Belgische strategische reserve is precies zo'n maatregel; of ze nodig is of niet, ze toont alleszins de risico's verbonden aan investeringen op basis van verwachte marktprijzen.
b) Beleggers zullen opzettelijk niet investeren in de creatie van een langdurige overcapaciteit, d.w.z. een positieve capaciteitsmarge. Dat is echter precies wat we nodig hebben om de bevoorradingszekerheid te garanderen. Om een voldoende grote capaciteitsmarge te creëren, is een aparte aanmoedigingsstructuur nodig, een "Capaciteitsmechanisme".

*6) In hoeverre kunnen hernieuwbare energiebronnen (in het bijzonder windenergie) de bevoorradingszekerheid verbeteren?*

Hoewel het vermogen om hernieuwbare energie op te wekken zal blijven groeien, kunnen we daarop niet rekenen op piekmomenten. De bijdrage daarvan tot de capaciteitsmarge zal onbeduidend zijn.

*17) Welke invloed heeft het huidige vergoedingsmechanisme voor capaciteit (strategische reserve) op de werking van de markt?*

Volgens ons is de strategische reserve een redelijk, onmiddellijk antwoord op de huidige capaciteitsschaarste die onverwachte gebeurtenissen, zoals de panne van Doel 4, hebben veroorzaakt. Het mag echter alleen een kortetermijnoplossing zijn. En wel om onderstaande redenen:

a) De strategische reserve kan worden beschouwd als een fundamentele inbreuk op de eigendomsrechten die alleen gerechtvaardigd lijkt in extreme en onverwachte omstandigheden.
b) De kostprijs van de strategische reserve is niet onderhevig aan concurrentie en daardoor ten slotte waarschijnlijk hoger dan hij moet zijn.
c) De elektriciteitscentrales in de strategische reserve kunnen geen economische waarde creëren, behalve dat ze voor bevoorradingszekerheid zorgen, hoewel er gemakkelijk omstandigheden zouden kunnen zijn waarin ze wat waarde zouden opbrengen.
d) De strategische reserve topt de marktprijzen af en ontmoedigt zo het openhouden van andere, bestaande centrales en de bouw van nieuwe capaciteit. Dit leidt tot de huidige "spiraal" waarin andere centrales, die momenteel verlies leiden op de open mark, off-line dreigen te gaan om in de strategische reserve te treden waarin ze ten minste hun kosten op korte termijn kunnen recupereren.
e) Aangezien de strategische reserve de marktwerking ernstig verstoort, ondermijnt ze het vertrouwen en de geloofwaardigheid verder.

*20) Bent u van mening dat de strategische reserve in zijn huidige staat kan bijdragen tot de verwezenlijking van de doelstelling inzake de bevoorradingszekerheid?*
*Zo neen, licht dan toe waarom niet en geef aan of de strategische reserve volgens u:*
*- moet worden afgeschaft;*
*- moet worden aangepast; en geef daarbij aan welke wijzigingen er zouden moeten plaatsvinden zodat de doelstelling wel bereikt kan worden.*

Hoewel de aanleg van de strategische reserve misschien noodzakelijk was, mag ze alleen een tussentijdse kortetermijnoplossing zijn. Op lange termijn is ze bijzonder inefficiënt en ineffectief en creëert ze geen vertrouwen terwijl vertrouwen net cruciaal is voor de creatie van een systeem dat tegen een zo laag mogelijke kostprijs toekomstige capaciteit creëert.

Om de huidige capaciteit intussen te behouden, stellen wij voor dat de regering overweegt om de strategische reserve te vervangen door een concurrentiële aanbesteding die er specifiek op gericht is om de beschikbaarheid van hoogefficiënte gasgestookte elektriciteitscentrales op gas te garanderen.

*22) Waarom moet een andere CRM dan de strategische reserve in België worden ingevoerd?*

De bevoorradingszekerheid van elektriciteit is een publiek goed. Een mechanisme om capaciteit te vergoeden (het "capaciteitsmechanisme") is waarschijnlijk de beste en efficiëntste manier om de bevoorradingszekerheid te garanderen. Een aantal regio's en landen hebben nu de nood ingezien van capaciteitsmechanismen en hebben er verschillende vormen van ingevoerd. Vooral in de Verenigde Staten van Amerika (bv. ISO New England Region, ISO New York Region, PJM Region) werd veel ervaring opgedaan en kunnen voorlopige conclusies worden getrokken:

1) Het ontwerp van het vergoedingsmechanisme voor capaciteit is heel belangrijk, vooral wanneer het erop gericht is de bouw te stimuleren of de bestaande capaciteit te behouden. Sommige modellen van capaciteitsmechanismen kunnen aanzienlijke onverwachte winsten (of gestrande kosten) genereren die politiek onaanvaardbaar kunnen zijn. De beleidsmakers moeten de doelstellingen bepalen en pas dan een gepast capaciteitsmechanisme uitwerken. Gezien de complexiteit zijn een zekere mate van experimenteren (met vallen en opstaan) en kinderziekten onvermijdelijk.
2) Het duurt even om het vertrouwen in een nieuw vergoedingssysteem te winnen, vooral als het zo complex is als capaciteitsmechanismen meestal zijn. Rendabele capaciteitsmechanismen vergen een soort veiling en er zijn enkele succesvolle veilingen nodig om het vertrouwen in de resultaten te winnen, dat nodig is om de bouw van nieuwe productiecapaciteit of zelfs verbouwingen te stimuleren.
3) Capaciteitsmechanismen kunnen een grote grensoverschrijdende impact hebben en zullen de resterende *energy only market* waarschijnlijk beïnvloeden. Daarom is Europese coördinatie, of zelfs uniformiteit, vereist.

Capaciteitsmechanismen zijn het juiste langetermijnmiddel om een concurrentiële en veilige elektriciteitsmarkt te creëren. Ze zijn evenwel complex, vergen Europese coördinatie en hebben tijd nodig voordat ze (zichtbaar) geschikt, efficiënt en effectief kunnen zijn. We zouden deze periode voordat een nieuw Europees capaciteitsmechanisme effectief wordt, ramen op minstens 5 jaar en waarschijnlijk meer dan 10 jaar.

Daarom ondersteunen wij het plan om een geschikt, efficiënt en effectief capaciteitsmechanisme in België in te voeren in samenwerking met de Europese Unie. We geloven echter niet dat dit tijdig een oplossing zal bieden voor het probleem van de capaciteitsschaarste dat moet worden aangepakt.

*25) Moet dit mechanisme het mechanisme van de strategische reserve vervangen of kan het als aanvulling erop dienen?*

Dils-Energie gelooft dat België nu al het risico loopt op negatieve capaciteitsmarges en dat dit risico na verloop van tijd zal toenemen. De nieuwe capaciteit om de huidige en toekomstige capaciteitsschaarste op te lossen zal niet tijdig worden gebouwd om dit probleem aan te pakken op de *energy only market*. Investeerders vertrouwen de markt niet en zijn niet aangemoedigd om de nodige overcapaciteit (positieve capaciteitsmarge) te creëren.

Dit moet op lange termijn worden aangepakt door een concurrentieel capaciteitsmechanisme in te voeren. Dit vergt veel tijd waardoor een aantal tussentijdse maatregelen zich opdringen.

De strategische reserve is een gepast, snel antwoord op deze situatie, maar moet zo snel mogelijk worden vervangen. Het is namelijk een inefficiënte en uiteindelijk waarschijnlijk ook ineffectieve verstoring van de markten. Ze kan misschien worden vervangen door een meer concurrentiële aanbesteding om de bestaande, efficiënte capaciteit in bedrijf te houden.

De huidige aanbesteding voor nieuwe capaciteit waaraan Dils-Energie heeft deelgenomen, is een gepaste, tussentijdse maatregel omdat ze concurrentieel en doelgericht is. Ze zal daarom waarschijnlijk de vereiste bijkomende capaciteit genereren tegen een relatief lage kostprijs en zonder onverwachte winsten of gestrande kosten op te leveren.

Dils-Energie beveelt aan dat de Belgische regering een duidelijk *roadbook* publiceert waarin ze

a) de langetermijndoelstellingen van de invoering van een geschikt capaciteitsmechanisme in samenwerking met de Europese autoriteiten bevestigt,
b) bevestigt dat de strategische reserve een kortetermijnmaatregel is die zal worden vervangen door een meer concurrentieel mechanisme om de bestaande, efficiënte capaciteit in bedrijf te houden, en
c) de aanbesteding bevestigt voor nieuwe capaciteit en, indien de Europese Commissie dat eist, deze overeenkomstig aanpast om zo snel mogelijk van start te gaan.

*27) Waarom is er dringend nood aan een nieuw mechanisme?*

Vandaag bestaat reeds een reëel risico op capaciteitstekorten (vandaar het afschakelingsplan) en dat zal in de toekomst waarschijnlijk toenemen. Dit kan worden aangepakt door nieuwe capaciteit te bouwen, maar de huidige marktprijzen bieden geen basis hiervoor. Het vertrouwen in "energy only markets" is onvoldoende om de bouw van nieuwe dispatchable capaciteit te stimuleren en de kans is klein dat de energy only market tijdig voldoende aanmoediging zal bieden. Ook al zouden de marktprijzen heel snel beginnen te stijgen – en daar zien we geen tekenen van – is het steeds onwaarschijnlijker dat er de komende twee jaar een positieve investeringsbeslissing kan worden genomen. Gezien de ontwikkelingsperiode van minstens één jaar en een bouwtermijn van zo'n drie jaar (voor STEG), kunnen investeringen in nieuwe capaciteit op basis van de huidige en verwachte toekomstige marktprijzen niet beschikbaar zijn voor 2021. Dit is te laat om de toenemende capaciteitsschaarste aan te pakken.

Op 22 januari 2014 schreef de Belgische regering een openbare aanbesteding uit voor betalingen voor de bouw van nieuwe elektriciteitscentrales om bijkomende capaciteit te genereren. Dils-Energie beantwoordde deze aanbesteding door op 22 juli 2014 een offerte in te dienen voor de bouw van een hoogefficiënte gasgestookte elektriciteitscentrale met een gecombineerde stoom- en gascyclus van 899 MW, die geldig was tot 31 december 2014. Vervolgens verlengde Dils-Energie de geldigheid van de offerte tot 31 maart 2015.

Wij geloven dat de aanbesteding voor de bouw van een nieuwe, hoogefficiënte gasgestookte elektriciteitscentrale met gecombineerde stoom- en gascyclus noodzakelijk en efficiënt is. De redenering die ons tot die conclusie brengt, werd hierboven reeds grotendeels uiteengezet en kan als volgt worden aangevuld:

1) België loopt een groot risico op een ontoereikende productiecapaciteit en dit risico zal in de toekomst toenemen.
2) Aangezien de bevoorradingszekerheid eerder een publiek dan een privaat goed is, is de kans klein dat de markt de juiste en tijdige prijssignalen zal geven voor de bouw van nieuwe capaciteit. In elk geval wantrouwen investeerders momenteel de elektriciteitsmarkten waardoor ze investeringsbeslissingen uitstellen.
3) Het zal jaren vergen om en geschikte langetermijnoplossing – goed gestructureerde capaciteitsmarkten – uit te werken, in te voeren en ingang te doen vinden. Daarom kan het de tijdige bouw van nieuwe capaciteit niet aanmoedigen.

4) De aanbesteding voor nieuwe capaciteit kan sneller voor nieuwe capaciteit zorgen dan andere benaderingen en op tijd om grote capaciteitstekorten te voorkomen (2019). Aangezien de aanbesteding erop gericht is alleen de vereiste hoeveelheid nieuwe capaciteit binnen de gepaste termijn aan te moedigen, vermijdt ze onverwachte winsten en levert de vereiste capaciteit tegen een concurrentiële prijs.

De aanbesteding voor nieuwe capaciteit is een noodzakelijke tussentijdse interventie om capaciteitstekorten in de toekomst te vermijden. Ze moet beperkt en doelgericht zijn om de bouw van bijkomende capaciteit tegen een minimale kostprijs te verwezenlijken.

Commissie voor de Regulering van de Elektriciteit en het Gas

6th March 2015

Nijverheidsstraat 26-38

B-1040 Brussels

consult.capacity@creg.be.

Sirs

Dils-Energie is a gas-fired combined cycle power station project with 899 MW capacity in Dilsen-Stokkem. On 22nd July 2014 Dils-Energie submitted an offer to FOD Economie in response to the government tender for new capacity published on 22nd January, 2014.

In accordance with your request published on the Web Page of CREG on February 10th, 2015 we hereby respond to your request in relation to the "Public consultation on measures which needs to be put in place in order to guarantee the adequacy of conventional power generation facilities in Belgium."

We appreciate the initiative of the Belgium Government and CREG to find measures and supplementary remuneration mechanism which will improve the investment climate in Belgium for new generation capacity and will prevent closures for commercial reasons of conventional generating units that have not yet reached the end of their life–cycle.

We hereby submit a paper which provides CREG with our general view of the market in Belgium. In this paper we sketch out possible solutions which will help to avoid a capacity shortage in the long run as well as interim steps to be taken in the short and medium term.

For your convenience, we have also appended excerpts from our paper as answers to some of the questions of your Questionnaire. However, we believe that our paper is best read as a whole, since it tries to present a consistent set of assumptions, arguments and conclusions.

Yours sincerely

Adrian Bobula

Project Manager

Dils-Energie NV

## Belgian Generation Capacity Adequacy

Dils-Energie is of the opinion that Belgium is exposed to a significant risk that generation capacity will not be sufficient to satisfy peak requirements.

This opinion is based on the following facts and reasonable assumptions:

1. The current situation is such that the Belgian capacity margin[1] could turn negative under certain conditions.
2. While peak demand may not rise significantly in the foreseeable future, it is highly unlikely to decline. If anything, the economic recovery will lead to stable or rising demand.
3. Current law mandates the closure of 866 MW of nuclear capacity by 2019 and an additional 5,061 MW of nuclear capacity by 2025. Given recent outages of Tihange 2 and Doel 3 (2014 MW), it has been decided to extend the lifetime of Doel 1 and Doel 2 (866 MW), but it would not be prudent to assume that other reactor lifetime extensions will necessarily follow.
4. Additional moth-balling or closures of 1,400 MW of capacity have been announced recently.
5. Tihange 2 and Doel 3 (2,014 MW) are currently out of service and may never return to service.
6. No significant additions of dispatchable capacity have been announced or are currently planned.
7. Import capacity is currently limited to about 3,500 MW. A new 1,000 MW cable connection between UK and Belgium has recently been announced, but will not commence commercial operation before 2019. This additional capacity will be not enough to cover the capacity requirements of Belgium from that date onwards. In addition, when considering the contribution of interconnections to the capacity available in Belgium, it is necessary to assess whether or not generating capacity will be available on the other end of the interconnection. The UK itself is currently anticipating capacity shortfalls and has therefore recently conducted an auction for support payments for additional generation capacity. The interconnector may therefore add to the shortage, rather than mitigate it. The same could be true for the remaining interconnections. For example when there is a cold period in North-West Europe with high demand and little

[1] The "capacity margin" is defined as the excess of available generating capacity over demand. A capacity shortfall therefore implies a negative capacity margin.

wind or solar generation in other countries (e.g. France, UK, Netherlands), little or no generation capacity may be available from those interconnections.

There will be continued growth of renewable capacity, but this cannot be relied upon to provide capacity at times of peak demand. Its contribution to the capacity margin will be insignificant.

The Belgian Strategic Reserve may ensure that a number of conventional power stations which would otherwise be shut down or moth-balled (for example, the 1,400 MW cited under 4, above) remain available. This in itself will be insufficient to restore a positive capacity margin under all reasonably probable conditions, because the remaining factors cited above will still lead to a significant risk that capacity margins will turn negative.

In addition, irrespective of the significance of the Strategic Reserve for system adequacy, we believe that the Strategic Reserve can, at best, be a short term mitigant for insufficient generation capacity, but is an unreliable, inefficient and inappropriate measure (see below).

One could of course hope that an impending shortage of capacity will lead to high forward prices, which would then stimulate the construction of new generation capacity. This is unlikely to be the case for two main reasons:

a) Market players are concerned about market intervention(s) which would prevent or cap the price spikes which would be required to indicate shortages and incentivise investment. The Belgian Strategic Reserve is precisely such an intervention; whether it is necessary or not, it certainly demonstrates the risks of investing on the basis of anticipated market prices.
b) Investors will not deliberately invest in creating a sustained surplus of capacity, i.e. a positive capacity margin. However, this is precisely what is needed to guarantee security of supply. The creation of an adequate capacity margin requires a separate incentive structure, a "Capacity Mechanism".

This is a fundamental flaw in the energy only market model currently used in Europe; it would have been obvious much earlier, had the decline in peak demand caused by the recession not created a large capacity oversupply in Europe. As a result of this oversupply there was – and in many countries still is – no risk of negative capacity margins. However, in certain markets (e.g. Belgium and the UK) this capacity margin has been or will be eroded, and the flaw in the energy only market model is revealed. Security of supply is not priced until it is inadequate – and then it is too late.

*"... energy-only markets will not produce an excess supply margin, necessary for security of supply in the absence of widespread storage of electricity. No rational capitalist will deliberately invest to create such an excess margin, which would both lower prices and is not directly paid for. The capacity required for security of supply is not a commodity. It requires a separate capacity mechanism."*[2]

In summary, a material risk of capacity shortages already exists today (hence the "off/on" programme) and is very likely to increase in future. This could be addressed by the construction of new capacity, but current market prices do not provide a basis for such construction. Trust in energy only markets is insufficient to stimulate construction of new dispatchable capacity and the energy only market is unlikely to provide sufficient incentives in time. Even if market prices began to rise very rapidly – and there is no sign of this happening – it is exceedingly unlikely that any positive investment decision could be made in the next two years. Given a development period of at least one year and construction time of about three years (for a CCGT), investment in new capacity based on market prices (current and expected future prices) cannot be available before 2021. This is too late to help to address the growing capacity inadequacy.

## Capacity Mechanism as a Long Term Goal

Security of supply of electricity is a public good. A capacity remuneration mechanism (the "Capacity Mechanism") is probably the best and most efficient way of maintaining security of supply. A number of regions and countries have now recognised the necessity of Capacity Mechanisms and have implemented various forms of such mechanisms. Particularly in the United States of America (e.g. ISO New England Region, ISO New York Region, PJM Region) significant experience has been gained and preliminary conclusions can be drawn:

1) The design of the capacity remuneration mechanism is very important, particularly when it comes to either stimulating construction or maintaining existing capacity. Some Capacity Mechanism designs can create very significant windfall profits (or stranded costs) which may be politically unacceptable. Policy makers need to set the objectives and only then can an appropriate Capacity Mechanism be defined.

[2] Professor Dieter Helm, "Competition in the British electricity sector: a set of practical reforms", Energy Futures Network, Paper No. 8, 9 Feb. 2015

However, given the complexity, a certain amount of experimentation (trial and error) and run-in will be unavoidable.

2) It takes time to establish trust in any new remuneration system, particularly one which is as complex as Capacity Mechanisms tend to be. Economically efficient Capacity Mechanisms require some form of auction and it takes a number of successful auctions to establish trust in the results, which is needed to stimulate new construction or even refurbishments.
3) Capacity Mechanisms can have significant cross-border impacts and are likely to influence the remaining energy only market. European coordination, if not uniformity, is therefore required.

Capacity Mechanisms are the right long term tool to create a competitive and secure electricity market, but they are complex, they require European coordination and they need time before they can be (and can be seen to be) appropriate, efficient and effective. We would estimate this period of time before a new European Capacity Mechanism becomes effective to be at least 5 years and probably more than 10 years.

We therefore support the objective of introducing an appropriate, efficient and effective Capacity Mechanism in Belgium in coordination with the European Union, but believe that this will not address the capacity adequacy problem in the time in which it needs to be addressed.

## Strategic Reserve

The Belgian government has already taken steps to ensure capacity adequacy in the short and medium term by establishing a Strategic Reserve and by issuing a tender for new capacity.

We believe that the Strategic Reserve is a reasonable, immediate response to the current capacity shortage brought about by unexpected events, such as the outage of Doel 4. However, it should only be a short-term mitigant. Some of the reasons are as follows:

a) The Strategic Reserve could be viewed as a fundamental interference in property rights which only seems justifiable in extreme and unexpected circumstances.
b) The cost of the Strategic Reserve is not subject to competition and is therefore ultimately probably higher than it needs to be.

c) The power stations in the Strategic Reserve cannot create any economic value, except the provision of security of supply, even though there could easily be circumstances where they could provide some value.
d) The Strategic Reserve puts a cap on market prices and therefore disincentivises maintaining other, existing stations and the construction of new capacity. This leads to the present "spiral" where other stations, which are currently loss-making in the open market, threaten to go off-line in order to be able to enter the Strategic Reserve where they can at least recover their short-run costs.
e) Given that the Strategic Reserve is a considerable interference in the operation of the market, it further undermines trust and credibility.

While the creation of the Strategic Reserve may have been necessary, it should only be a short term, interim measure. It is highly inefficient, ineffective in the long run and does not create trust where trust is key to the creation of a system which provides future capacity at the lowest possible cost.

To maintain current capacity on an interim basis, we would suggest that that the government should consider replacing the Strategic Reserve with a competitive tender specifically targeted to ensure availability of highly efficient gas-fired power stations.

Tender for New Capacity

On 22nd January 2014 the government of Belgium issued a tender for payments for the construction of new power stations in order to provide additional capacity. Dils-Energie responded to this tender by submitting an offer on 22nd July 2014 for the construction of 899 MW of highly efficient gas-fired combined cycle capacity valid until 31 December 2014. Dils-Energie subsequently extended the validity of the offer until 31 March 2015.

We believe that the tender for the construction of new, highly efficient gas-fired combined cycle capacity is necessary and efficient. The chain of reasoning which brings us to this conclusion has been largely laid out above and can be completed as follows:

1) Belgium is running a significant risk of inadequate generation capacity and this risk will increase in future.
2) Given that security of supply is a public good, rather than a private good, the market is highly unlikely to provide the correct and timely price signals for the construction of new capacity. In any case, investors currently distrust the electricity markets and will therefore delay any investment decisions.

3) The appropriate long-term solution – well-structured capacity markets – will take many years to design, implement and bed-down. It therefore cannot incentivise timely construction of new capacity.
4) The tender for new capacity can deliver new capacity more quickly than other approaches and in time to prevent significant capacity shortages (2019). Because the tender is targeted to incentivise only the required amount of new capacity in the appropriate time-frame, it avoids windfall profits and delivers the required capacity at a competitive cost.

The New Capacity tender is a necessary interim intervention to avoid capacity shortfalls in the future. This should be limited and targeted to achieve the construction of additional capacity at a minimal cost.

Summary

Dils-Energie believes that Belgium is already at risk of negative capacity margins and that this risk will increase over time. Construction of new capacity to mitigate the current and future capacity inadequacy is will not occur in time to address this problem in the energy only market; investors do not trust the market and are not incentivised to create the necessary capacity surplus (positive capacity margin).

In the long term this needs to be addressed by introducing a competitive Capacity Mechanism. This will take considerable time and it is therefore necessary to take a number of interim measures.

The Strategic Reserve is a suitable, quick response to this situation, but should be replaced as soon as possible, since it is an inefficient and ultimately probably also ineffective interference in the markets. It could possibly be replaced by a more competitive tender to maintain existing, efficient capacity in operation.

The current tender for new capacity which Dils-Energie has participated in is an appropriate, interim measure, because it is competitive and targeted. It is therefore likely to achieve the required capacity additions at relatively low cost and without inducing windfall profits or stranded costs.

Dils-Energie recommends that the Belgian government publishes a clear "roadmap" which

a) confirms the long-term goal of implementing a suitable Capacity Mechanism in coordination with the European authorities,
b) confirms that the Strategic Reserve as a short term measure will be replaced by a more competitive mechanism to maintain existing, efficient capacity in operation, and
c) confirms the tender for new capacity and, if required by the EU Commission, modifies it appropriately to proceed as soon as possible.

Questionnaire:

*4) How do you explain the fact that market prices have not appreciably risen, in spite of the announcement of the need for a strategic reserve of 3500 MW for the winter ahead?*

Irrespective of the significance of the Strategic Reserve for system adequacy, we believe that the Strategic Reserve can, at best, be a short term mitigant for insufficient generation capacity, but is an unreliable, inefficient and inappropriate measure (see below).

One could of course hope that an impending shortage of capacity will lead to high forward prices, which would then stimulate the construction of new generation capacity. This is unlikely to be the case for two main reasons:

a) Market players are concerned about market intervention(s) which would prevent or cap the price spikes which would be required to indicate shortages and incentivise investment. The Belgian Strategic Reserve is precisely such an intervention; whether it is necessary or not, it certainly demonstrates the risks of investing on the basis of anticipated market prices.
b) Investors will not deliberately invest in creating a sustained surplus of capacity, i.e. a positive capacity margin. However, this is precisely what is needed to guarantee security of supply. The creation of an adequate capacity margin requires a separate incentive structure, a "Capacity Mechanism".

*6) To what extent are renewable energy sources (wind power in particular) able to enhance the security of supply?*

Even though there will be continued growth of renewable capacity, this cannot be relied upon to provide capacity at times of peak demand. Its contribution to the capacity margin will be insignificant.

*17) What is the impact of the current capacity remuneration mechanism (strategic reserve) on the operation of the market?*

We believe that the Strategic Reserve is a reasonable, immediate response to the current capacity shortage brought about by unexpected events, such as the outage of Doel 4. However, it should only be a short-term mitigant. Some of the reasons are as follows:

a) The Strategic Reserve could be viewed as a fundamental interference in property rights which only seems justifiable in extreme and unexpected circumstances.
b) The cost of the Strategic Reserve is not subject to competition and is therefore ultimately probably higher than it needs to be.
c) The power stations in the Strategic Reserve cannot create any economic value, except the provision of security of supply, even though there could easily be circumstances where they could provide some value.
d) The Strategic Reserve puts a cap on market prices and therefore disincentivises maintaining other, existing stations and the construction of new capacity. This leads to the present "spiral" where other stations, which are currently loss-making in the open market, threaten to go off-line in order to be able to enter the Strategic Reserve where they can at least recover their short-run costs.
e) Given that the Strategic Reserve is a considerable interference in the operation of the market, it further undermines trust and credibility.

*20) Would you say that the strategic reserve in its current state is able to contribute to accomplishing the security of supply objective?*
*If not, please explain why not and specify if you believe the strategic reserve:*
*- should be scrapped;*
*- should be adapted, and specify which changes would need to be brought to enable this objective to be duly attained.*

While the creation of the Strategic Reserve may have been necessary, it should only be a short term, interim measure. It is highly inefficient, ineffective in the long run and does not create trust where trust is key to the creation of a system which provides future capacity at the lowest possible cost.

To maintain current capacity on an interim basis, we would suggest that that the government should consider replacing the Strategic Reserve with a competitive tender specifically targeted to ensure availability of highly efficient gas-fired power stations.

*22) Why would a CRM different from the strategic reserve be introduced in Belgium?*

Security of supply of electricity is a public good. A capacity remuneration mechanism (the "Capacity Mechanism") is probably the best and most efficient way of maintaining security of supply. A number of regions and countries have now recognised the necessity of Capacity Mechanisms and have implemented various forms of such mechanisms. Particularly in the

United States of America (e.g. ISO New England Region, ISO New York Region, PJM Region) significant experience has been gained and preliminary conclusions can be drawn:

1) The design of the capacity remuneration mechanism is very important, particularly when it comes to either stimulating construction or maintaining existing capacity. Some Capacity Mechanism designs can create very significant windfall profits (or stranded costs) which may be politically unacceptable. Policy makers need to set the objectives and only then can an appropriate Capacity Mechanism be defined. However, given the complexity, a certain amount of experimentation (trial and error) and run-in will be unavoidable.
2) It takes time to establish trust in any new remuneration system, particularly one which is as complex as Capacity Mechanisms tend to be. Economically efficient Capacity Mechanisms require some form of auction and it takes a number of successful auctions to establish trust in the results, which is needed to stimulate new construction or even refurbishments.
3) Capacity Mechanisms can have significant cross-border impacts and are likely to influence the remaining energy only market. European coordination, if not uniformity, is therefore required.

Capacity Mechanisms are the right long term tool to create a competitive and secure electricity market, but they are complex, they require European coordination and they need time before they can be (and can be seen to be) appropriate, efficient and effective. We would estimate this period of time before a new European Capacity Mechanism becomes effective to be at least 5 years and probably more than 10 years.

We therefore support the objective of introducing an appropriate, efficient and effective Capacity Mechanism in Belgium in coordination with the European Union, but believe that this will not address the capacity adequacy problem in the time in which it needs to be addressed.

*25) Should this mechanism come to replace the strategic reserve mechanism or could it act in complement thereto?*

Dils-Energie believes that Belgium is already at risk of negative capacity margins and that this risk will increase over time. Construction of new capacity to mitigate the current and future capacity inadequacy is will not occur in time to address this problem in the energy only market; investors do not trust the market and are not incentivised to create the necessary capacity surplus (positive capacity margin).

In the long term this needs to be addressed by introducing a competitive Capacity Mechanism. This will take considerable time and it is therefore necessary to take a number of interim measures.

The Strategic Reserve is a suitable, quick response to this situation, but should be replaced as soon as possible, since it is an inefficient and ultimately probably also ineffective interference in the markets. It could possibly be replaced by a more competitive tender to maintain existing, efficient capacity in operation.

The current tender for new capacity which Dils-Energie has participated in is an appropriate, interim measure, because it is competitive and targeted. It is therefore likely to achieve the required capacity additions at relatively low cost and without inducing windfall profits or stranded costs.

Dils-Energie recommends that the Belgian government publishes a clear "roadmap" which

a) confirms the long-term goal of implementing a suitable Capacity Mechanism in coordination with the European authorities,
b) confirms that the Strategic Reserve as a short term measure will be replaced by a more competitive mechanism to maintain existing, efficient capacity in operation, and
c) confirms the tender for new capacity and, if required by the EU Commission, modifies it appropriately to proceed as soon as possible.

*27) Why is there an urgent need for a new mechanism?*

A material risk of capacity shortages already exists today (hence the "off/on" programme) and is very likely to increase in future. This could be addressed by the construction of new capacity, but current market prices do not provide a basis for such construction. Trust in energy only markets is insufficient to stimulate construction of new dispatchable capacity and the energy only market is unlikely to provide sufficient incentives in time. Even if market prices began to rise very rapidly – and there is no sign of this happening – it is exceedingly unlikely that any positive investment decision could be made in the next two years. Given a development period of at least one year and construction time of about three years (for a CCGT), investment in new capacity based on market prices (current and expected future prices) cannot be available before 2021. This is too late to help to address the growing capacity inadequacy.

On 22nd January 2014 the government of Belgium issued a tender for payments for the construction of new power stations in order to provide additional capacity. Dils-Energie responded to this tender by submitting an offer on 22nd July 2014 for the construction of 899 MW of highly efficient gas-fired combined cycle capacity valid until 31 December 2014. Dils-Energie subsequently extended the validity of the offer until 31 March 2015.

We believe that the tender for the construction of new, highly efficient gas-fired combined cycle capacity is necessary and efficient. The chain of reasoning which brings us to this conclusion has been largely laid out above and can be completed as follows:

1) Belgium is running a significant risk of inadequate generation capacity and this risk will increase in future.
2) Given that security of supply is a public good, rather than a private good, the market is highly unlikely to provide the correct and timely price signals for the construction of new capacity. In any case, investors currently distrust the electricity markets and will therefore delay any investment decisions.
3) The appropriate long-term solution – well-structured capacity markets – will take many years to design, implement and bed-down. It therefore cannot incentivise timely construction of new capacity.
4) The tender for new capacity can deliver new capacity more quickly than other approaches and in time to prevent significant capacity shortages (2019). Because the tender is targeted to incentivise only the required amount of new capacity in the appropriate time-frame, it avoids windfall profits and delivers the required capacity at a competitive cost.

The New Capacity tender is a necessary interim intervention to avoid capacity shortfalls in the future. This should be limited and targeted to achieve the construction of additional capacity at a minimal cost.

# ECOPOWER

Enkel beschikbaar in het Nederlands / Seulement disponible en Néerlandais

**Felix, Kim**

**Van:** Tom Willems <tom.willems@ecopower.be>
**Verzonden:** vendredi 6 mars 2015 17:17
**Aan:** consult.capacity
**Bijlagen:** consultatie CREG.docx

Geachte,

Gelieve in bijlage onze bijdrage te vinden voor de consultatie over de **Maatregelen die moeten worden genomen om de toereikendheid van conventionele productiemiddelen van elektriciteit in België te waarborgen.**

Met coöperatieve groeten,

Tom Willems
Ecopower cvba
+32 3 294 16 62
+32 488 365 852
www.ecopower.be

# Openbare consultatie CREG inzake maatregelen voor de toereikendheid van de conventionele productiemiddelen van elektriciteit in België

Ecopower cvba

Tom Willems
6 maart 2015

1) Relevante geografische zone: België-Luxemburg + de omliggende landen waarmee België geconnecteerd is: NL en FR. In de toekomst komen daar Duitsland en VK bij.

2) Het fundamentele probleem betreft de onzekerheid omtrent de beschikbare nucleaire capaciteit en de onzekerheid over de te lage CO2 prijs. Wanneer een duidelijke agenda bestaat voor de uitfasering (volgens wet op de kernuitstap) en een duidelijk Europees beleid over minimale CO2 prijzen, dan zal er opnieuw geïnvesteerd worden in flexibele capaciteit met aardgas en kan België toekomen met een beperkte strategische reserve: maximaal 1000 MW. Men kan zich bovendien afvragen of de aankondiging van een grote SR door de minister, samen met de onduidelijkheid over de nucleaire capaciteit, juist de operatoren niet gestimuleerd heeft om de sluiting van aardgascentrales aan te kondigen (Self Fulfilling Profecy).

3) Er is geen gebrek aan basiscapaciteit, eerder een teveel aan baseload die de integratie van HE bemoeilijkt. De piekcapaciteit moet voldoende zijn om het stilvallen van een grote centrale (1000 MW) op te vangen. Er is nood aan meer flexibele capaciteit (zowel langs de aanbod- als aan de vraagzijde) om integratie van HE mogelijk te maken. De tijd is rijp om de zogenaamde baseload geleidelijk te vervangen door intermitterende HE + flexibele capaciteit + vraagsturing + opslagcapaciteit.

4) België heeft geen nood aan een SR van 3500 MW! Dat beseffen de marktactoren ook. Wanneer er zekerheid komt over de niet-heropstarting van Doel 3 en Tihange 2, zullen vele flexibele gascentrales in de gewone markt blijven.

5) Martkbarrières voor nieuwe capaciteit: (1) Onzekerheid mbt de kernuitstap, waarbij nucleaire rente zorgt voor een concurrentievoordeel voor de gevestigde producent. (2) Onzekerheid over toekomstige CO2 prijzen waardoor de kans bestaat dat steenkool voordeliger blijft dan gas voor de opwekking van stroom. (3) Gebrek aan een duidelijke planmatig kader (o.a. op vlak van ruimtelijke ordening) voor de ontwikkeling van HE. Overheden moeten afwegingen maken en zones voor exploitatie van lokale HE afbakenen. De lokale omgeving (burgers + gemeenten) moeten sterker betrokken worden bij de ontwikkeling en uitbating van lokale omgevingsenergie of moeten daar minstens de kans toe krijgen. De baten moeten op een transparante wijze de omgeving ten goede komen. Netbeheerders kunnen hun investeringsplannen daarop afstemmen.

6) Wind- en zonne-energie zijn voor een deel complementair: in de winter meer wind in de zomer meer zon. Dit moet aangevuld worden met flexibele capaciteit en de geleidelijke afbouw van *baseload*. Vandaar de nood aan een duidelijk uitstapscenario uit kernenergie. Flexibiliteit ook vergroten door versterking van uitwisselingscapaciteit met buurlanden. Ook werken aan de vraagzijde: vrijwillige afschakeling bij hoge prijzen. Investeren in nieuwe pompcentrale of uitbreiding van waterbekken van Coo en deze onderbrengen onder Elia en niet bij marktactor.

7) Hogere prijs voor CO2 op europees nivea > gas wordt dan voordeliger dan steenkool voor elektriciteitsopwekking en ondersteuning voor HE wordt lager.

8) Hoge CO2 prijs is absoluut nodig om juiste investeringen aan te trekken.

9) Geen enkel marktgebaseerd model zal ooit voorzien in de laatste MW, een beperkte SR (maximaal 1000 MW) die buiten de markt staat is nodig. Capaciteitsmechanismen (tenzij zeer kostelijk) garanderen evenmin de laatste MW als een EOM. Vandaar pleidooi om pompcentrale à la Coo bij Elia onder te brengen. Daardoor zal de speculatie op de markt verminderen en dus voor minder volatiele prijzen zorgen, waardoor allicht minder sluitingen aangekondigd zullen worden (ook in het aankondigen van sluitingen lijkt een speculatief aspect te zitten).

10) Neen. Prijsvolatiliteit werkt speculatie in de hand en kan windfall profits genereren voor gevestigde producent die over meer informatie beschikt.

11) Geen aanpassingen nodig op Belpex om capaciteitsprobleem op te lossen. Piekcapaciteit moet onttrokken worden uit EOM en onder overheidscontrole komen (beperkte SR onder controle van Elia en waarom geen centrale die ingezet kan worden voor balancing in eigendom van Elia).

12) Neen prijspieken zullen weinig soelaas bieden. Vermits ze weinig voorkomen, voor slechts beperkte volumes en bovendien niet voorspelbaar zijn, hebben ze geen invloed op investeringsbeslissingen.

13) Prijspieken dien afgetopt te worden (bijvoorbeeld 3000€/MWh) om dan over te schakelen op SR.

14) Blijkbaar zijn er voldoende stimulansen voor ARPs om hun evenwichtspositie te houden.

15) De ARP's hebben wellicht extra maatregelen genomen om de kans te verkleinen tekorten te hebben.

16) Probleem ligt niet in configuratie van de forward markt. Wel in onduidelijkheid kernuitstap en te lage CO2 prijs. Het heeft bij gevolg geen zin daarvoor nieuwe producten te ontwikkelen. Daardoor wordt de aandacht afgeleid van de kern van het probleem.

17) Bestaande werking SR lijkt OK, zolang de SR beperkt wordt tot hoogst noodzakelijke (maximaal 1000 MW). Wanneer SR onnodig wordt uitgebreid tot 3500 MW dan wordt dit een duur systeem, voornamelijk in het voordeel van de gevestigde producenten.

18) Kern van probleem blijft gebrek aan lange termijnvisie en daaraan gekoppelde onzekerheid over nucleaire capaciteit. De aanbestedingsprocedure is allicht niet nodig wanneer kern van probleem wordt opgelost.

19) Zie 18

20) SR kan werken met beperkte volumes, niet met 3500 MW. Dan wordt dit een nodeloos duur systeem.

21) SR mag maximaal 1000 MW bedragen. SR moet uitzonderlijke omstandigheden kunnen opvangen die slecht voorspelbaar zijn, zoals uitvallen kerncentrale. Voorspelbare schaarste (koude winteravond) moet in principe op andere wijze opgelost kunnen worden. Onder andere via vraagsturing.

22) Een ander CRM mechanisme dan huidige SR is niet nodig.

23) Geen.

24) Gevaar van CRM is dat oude fossiele centrales gesubsidieerd zullen worden. Dit is nadelig voor consument en vertraagt de transitie naar hernieuwbare energie.

25) Neen. Geen nieuw CRM.

26) Geen voordeel aan nieuw CRM. Dit leidt de aandacht af van de werkelijke oorzaken.

27) Geen nood aan nieuw CRM. CRM maskeert het echte probleem: gebrek aan lange termijnvisie, onduidelijkheid kernuitstap, te lage CO2 prijs.

28) Het probleem is duidelijk van strucurele aard: gebrek aan lange termijnvisie, onduidelijkheid kernuitstap, te lage CO2 prijs. Echte probleem heeft niets te maken met intermitterend karakter HE en toename van capaciteit 'must run'. HE vormt immers lange termijn oplossing voor onze energiebevoorrading tegen betaalbare prijzen. Het intermitterend karakter van bepaalde HE bronnen vormt juist een opportuniteit voor flexibele eenheden, geen hindernis!

29) Capaciteitsmechanisme moet gebaseerd zijn op volumes, want dat is het probleem dat je tracht op te lossen in de markt. Het moet gericht zijn op een beperkt deel van de markt: het moet fungeren als een verzekering van de laatste MW'n die niet gebouwd zouden worden in de EOM. Er is geen enkele reden om iedereen te gaan subsidiëren dit is niet

efficiënt. Vanuit oogpunt van effectiviteit en efficiëntie zijn er wel redenen om de reële kost van CO2 door te rekenen, waardoor er minder gesubsidieerd moet worden (zowel voor HE als capaciteit). Ook decentrale opwekking en vraag moet geaggregeerd kunnen worden om deel te nemen aan SR.

30) SR lijkt het beste geschikt om het marktfalen inzake bevoorradingszekerheid te kunnen oplossen, juist door het feit dat het systeem zich buiten de normale marktwerking stelt, wanneer bepaalde drempels worden overschreden.

31) Het volume van de SR moet beperkt blijven. De berekening moet gebeuren door onafhankelijke instantie. De CREG, met inspraak van de raad van de CREG lijkt geschikte instantie om zich daarover uit te spreken.

32) Capaciteit moet grensoverschrijdend opgelost worden. Buitenlandse eenheden moeten in principe deel kunnen uitmaken van SR op voorwaarde dat de importcapaciteit daarvan gewaarborgd wordt. Afspraken lijken nodig met onze buurlanden: waarom geen SR op West-Europees niveau? Waarom aangrenzende centrales niet inkoppelen op Belgisch hoogspanningsnet?

33) We hebben geen hypothetische veronderstellingen voor nieuw CRM en mogelijk effect op EOM in buurlanden.

34) Nieuw CRM is overbodig. De stroomschaarste wordt veroorzaakt door de onvoorziene uitval van grote kerncentrales en politieke keuze om de kernuitstap terug te draaien. Niet door groter aanbod van HE in EU! In een dergelijk klimaat zal niemand investeren in centrale productie.

35) Geen nieuw CRM. Zie 34

36) Een CRM systeem is een subsidie aan oude fossiele centrales, waardoor de ontwikkeling van HE vertraagd wordt en de kosten voor de consumenten onnodig verhoogd worden. Het is een weinig efficiënt noch effectief marktmechanisme bedoeld om marktfalen op te vangen, zonder dat het de garantie biedt dat marktpartijen werkelijk de laatste MW's kunnen leveren. Het is daarom beter om een beperkte SR deel af te zonderen van de reguliere marktwerking.

Vragen 36 tot 45: antwoorden staan hierboven. Geen nood aan CRM. Leidt aandacht af van werkelijke problemen.

46) andere suggesties:
- vraagsturing, ook decentraal geaggregeerd
- planmatige aanpak voor ontwikkeling HE, met bijhorende modernisering van de netten
- sluiting van scheurtjes centrales
- hogere CO2 prijs op Europees niveau

- versterking interconnectie
- SR op West-Europees niveau

# EDORA

Enkel beschikbaar in het Frans / Seulement disponible en Français

**Felix, Kim**

| | |
|---|---|
| **Van:** | Frank Gérard - EDORA <fgerard@edora.be> |
| **Verzonden:** | vendredi 6 mars 2015 23:01 |
| **Aan:** | consult.capacity |
| **CC:** | Noémie Laumont - EDORA; Yvan HELLA |
| **Onderwerp:** | Réaction EDORA à la consultation relative à l'adéquation |
| **Bijlagen:** | 150306 - consultation adequacy CREG_EDORA_v5.1.pdf |

Bonjour,

Veuillez trouver ci-joint la réaction d'EDORA à la consultation publique relative aux mesures à prendre pour garantir l'adéquation des moyens de production conventionnels d'électricité en Belgique.

Nous vous en souhaitons bonne réception

**Frank Gérard**
Conseiller

edora

GSM : 0496/38.92.78
Tel Dir. : 02/894.09.07
Tel Gen. : 02/217.96.82

Rue Royale 35 - 1000
Bruxelles
www.edora.org

*Please, don't print this e-mail unless you really need to*

# Adéquation des moyens de production

Questionnaire relative aux mesures à prendre pour garantir l'adéquation des moyens de production conventionnels d'électricité en Belgique, CREG, 06/03/2015

## Introduction

Avant de développer certaines questions de manière plus spécifique, certaines remarques d'ordre général doivent être formulées.

1/ Avant de considérer une adaptation majeure du IEM (Internal Energy Market), nous considérons qu'il y aurait lieu de **réaliser une évaluation précise des dysfonctionnements du EOM (Energy Only Market) actuel**. Avant de mettre en œuvre un nouveau mécanisme, il importe de connaitre avec précision les causes, la nature précise des défauts du marché et d'envisager de prendre les mesures adéquates pour l'améliorer. Ensuite une analyse approfondie de la nature précise du risque de manque de capacité pourrait conduire à mettre en place un nouveau mécanisme s'il s'avère que le marché actuel est réellement dans l'incapacité de remédier à ces dysfonctionnements en comprenant d'une part les raisons et en mettant en évidence comment le nouveau mécanisme projeté remédierait aux manquements actuels.

Comment peut-on assurer que la mise en place d'un mécanisme visant la capacité ne va pas encore postposer voire compromettre la finalisation de l'IEM, la levée des obstacles à son bon fonctionnement ? La formation d'un signal prix fiable et efficient ne sera-t-elle pas compromise sur la plaque européenne ?

Il convient en outre de :

- quantifier ex ante l'effet sur la facture des consommateurs (industriels et autres) en quantifiant également le coût d'un éventuel délestage et/ou black out ;
- d'apprécier les effets sur le couplage des marchés mis en place pour l'EOM seul, sachant que les zones couplées sont susceptibles de faire choix de mécanismes de type CRM différents (centralisé vs décentralisé par exemple). Par ex. la réserve stratégique est de facto un système centralisé alors que la France fait choix d'un système décentralisé.

2/ Le véritable enjeu n'est pas tant de disposer de capacité, mais bien d'assurer l'adéquation, avec tous des moyens existants, et donc en priorité (càd avec une rémunération privilégiée par ex) le DSM à tous les niveaux de tension et tous les moyens de mise à disposition de flexibilité à tous les niveaux de tension. Par conséquent il nous semblerait plus opportun d'envisager non pas « l'adéquation des moyens de production conventionnels », mais bien plutôt « **l'adéquation du système de manière plus large** ». L'adéquation du système intègre à la fois les moyens de production et l'adaptation de la demande, via entre autre la flexibilité. Les outils à considérer sont par conséquent : le **DSM, le stockage (incl. le gaz-to-power), les interconnections (pour autant qu'une capacité de production fiable soit encore disponible dans le pays interconnecté), les moyens de production flexibles et tous les outils de gestion intelligente de ces différentes ressources**.

3/ La **finalité d'un nouveau mécanisme visant l'adéquation doit être précisé**, qu'il s'agisse d'une réserve stratégique, d'un CRM ou de l'amélioration de l'EOM. Il importe par ailleurs de ne pas confondre la fin et les moyens (certains moyens étant régulièrement avancés comme une finalité). Ce mécanisme vise-t-il la sécurité d'approvisionnement ? La sécurité d'investissement (en distinguant les capex et opex intensifs) ? Le maintien en activité des outils de production conventionnels existants (cfr déclaration gouvernementale, 'éviter leur mise hors service en veillant à assurer leur rentabilité') ? à attirer de nouveaux investissements ? à garantir l'adéquation du système électrique, par tous les moyens (est-il concevable d'assurer l'adéquation sans envisager de nouvelles capacités ? les 3.500MW de réserve stratégique tels qu'annoncés tiennent-ils compte de tous les moyens d'effacement, de déplacement et de modulation ? sachant qu'ils représentent près de 50% des capacités thermiques actuelles) ? à s'intégrer plus dans le marché européen ou au contraire considérer la Belgique comme une île isolée ? à éviter des pics de prix (argument parfois avancé) ?

Le questionnaire soumis à consultation ne permet pas d'appréhender cette finalité et laisse en effet la porte ouverte à toutes les finalités qu'il convient à tout le moins de hiérarchiser en justifiant la hiérarchie proposée. Pour garantir la fiabilité du cadre, il nous semble essentiel de s'accorder avec précision sur cette finalité.

4/ Enfin, quel que soit le mécanisme qui sera mis en place, **ses conséquences sur le marché de l'énergie doivent être évaluées de manière approfondie**. C'est en effet tout le design de marché qui sera impacté, et donc l'ensemble de ses utilisateurs, en ce compris les producteurs renouvelables et les consommateurs.

Il conviendrait de réaliser une analyse coûts-bénéfices des différentes solutions envisagées, afin de choisir celle susceptible d'impacter le moins la facture du consommateur final.

5/ Parmi les **préoccupations du secteur des RES**, les principales concernent

- **Différence de traitement entre outils** du système, avec des rémunérations sur différents marchés tant pour la production que la consommation. À titre d'illustration, dans le cas où le renouvelable ne percevrait plus de soutien à la production : l'investissement d'une unité classique sera en totalité ou en partie rémunéré par le CRM (sur base de la capacité ferme) alors que l'investissement d'une éolienne sera rémunéré sur l'EOM (puisqu'elle ne peut garantir de capacité ferme). Ce qui constitue des sources de rémunération différentes ;
- **Monter un système d'une réelle complexité** qui risque de créer des régimes d'exceptions, qu'il conviendra de traiter en rajoutant une couche de complexité dans le cas où le design et les paramètres du mécanisme ne sont pas correctement calibrés. Le risque est élevé de devoir réadapter le système dans les années à venir et qu'il devienne complètement opaque pour les consommateurs à force de complexité et d'artifices ;
- **Distorsion cross-border**, notamment lorsqu'un tel mécanisme ne tient pas compte des capacités existantes dans les autres Etats Membres ;
- **Le coût global** risque d'augmenter à force de complexification, en raison des surcharges administratives et autres.

Quelques remarques d'ordre général

- À l'échelle européenne, rappelons que le système électrique fait face à une surcapacité (ce qui était encore il y a peu le cas de la Belgique) ;
- Les discussions Européennes concernant l'Union Energétique doivent être prises en compte : plus de marché, suppression des tarifs régulés,... ;
- Le secteur renouvelable demande la transparence, à partir du moment où certaines interventions peuvent être considérées comme des formes de soutien public au conventionnel ;
- Toute modification du design de marché doit intégrer tous les paramètres, dont notamment les mécanismes de support au RES et leur évolution à court et moyen terme ;
- Il y aura lieu de démontrer que la solution retenue minimise le montant de la facture au consommateur final.

## Questionnaire

### 1/ Quel est selon vous la zone géographique pertinente pour réaliser l'analyse du besoin de capacité ?

Idéalement La plaque européenne, à partir du moment où le marché se libéralise, et au strict minimum le Benelux, Allemagne et France ou la zone de formation des prix du marché.

Les capacités nécessaires à l'échelle belge (cfr annonce de la réserve stratégique de 3500MW) doivent impérativement tenir compte des capacités sur la plaque européenne (rappelons que la plaque est globalement en surcapacité), surtout à l'heure de l'Union Energétique. Voir la Belgique de manière isolée serait un très mauvais signal vers le politique. Il y a lieu notamment de tenir compte du timing de réception des grand projets cross-border (Nema, Alegro, etc.).

Dans la pratique, la sécurité d'approvisionnement est restée une compétence des Etats-Membres. Il est essentiel de prendre en compte cet élément également.

### 3/ Quel est/sera la nature du problème d'adéquation (manque de flexibilité, manque de capacité de base, de pointe,...)

Voir remarque 3 en introduction.

### 4/ Commet expliquez-vous que les prix sur le marché n'augmentent pas significativement malgré l'annonce du besoin d'une réserve stratégique de 3.500MW pour l'hiver prochain ?

Probablement parce qu'à l'échelle européenne, il n'y a pas de manque de capacité. Ce qui tend à démontrer qu'il y a lieu de considérer l'ensemble de la plaque d'une part, et de ses capacités d'autre part.

### 6/ Dans quelles mesures les sources d'énergie renouvelable (éolien en particulier) peuvent-elles améliorer la sécurité d'approvisionnement ?

Les énergies renouvelables réduisent la dépendance aux importations (gaz naturel par ex.) et améliorent ainsi la sécurité d'approvisionnement. Les énergies de stock répondent à la sécurité au

même titre que le fossile. Les énergies de flux associées au déplacement de charge ou de production (stockage) intelligent peuvent également compter comme capacité ferme.

Par ailleurs, il convient également de s'assurer qu'elles sont correctement intégrées dans la modélisation du système.

### 9/ Comment améliorer le design du marché pour qu'il permette de satisfaire les besoins d'adéquation et de flexibilité en les valorisant correctement ?

L'émergence de signaux prix clairs (tarif) devrait favoriser le recours à la flexibilité (demande, offre). Cela pourrait même favoriser l'émergence de nouveaux acteurs tels que des agrégateurs (DSM) et ainsi améliorer encore l'adéquation entre offre et demande.

### 10/ Un renforcement des signaux de prix sur ces marchés permettrait-il d'atteindre l'objectif ?

Dire qu'il permettrait d'atteindre l'objectif est délicat. Par contre il y contribuera de manière significative. Les modalités pratiques du 'transfert' de ce signal à tous les utilisateurs du système (consommateur et producteur, et tous les intermédiaires) se posent encore.

### 12/ Des pics de prix sont-ils nécessaires et suffisants pour assurer l'adéquation du point de vue sociétal ?

Des pics de prix ne doivent pas être considérés comme une finalité, mais plutôt comme un moyen pour assurer le développement d'outils et de solutions flexibles et/ou de déplacement. Le marché de l'électricité fonctionne sur le principe de l'offre et de la demande (en fonction de la rareté de la ressource). Si le signal prix fonctionne correctement, il pourra créer des opportunités pour ces outils et solutions, parce que le marché sera plus élastique (un signal de bon fonctionnement). Dans ce cas-là, l'effet des pics de prix sont un passage nécessaire, qu'il convient de ne pas vouloir contrôler. À l'instar de la question 10, il ne peut par contre pas être conclu que cette condition est suffisante.

### 21/ Quel serait le volume de réserve stratégique à ne pas dépasser ? Pour quelle raison ?

Les besoins en adéquation doivent être établis à partir d'un modèle du système électrique transparent. Ce modèle doit intégrer tous les moyens de production, y compris renouvelable, les moyens de DSM, les moyens de flexibilité de la production, les moyens de stockage et le renforcement des interconnections (pour autant qu'une capacité de production fiable soit encore disponible dans le pays interconnecté). Il importe de considérer la demande comme un véritable moteur du marché. Il est essentiel que l'adéquation entre demande et offre soit la ligne de conduite de toutes réflexions.

Il doit également intégrer l'ensemble de la plaque CWE, de ses besoins et de ses assets.

Cette modélisation pourra alors déterminer les besoins en production (via réserve stratégique).

### 22/ Dans quel but un CRM, autre que la réserve stratégique, devrait-il être mis en place en Belgique ?

Si un CRM est mis en place en Belgique, il doit impérativement veiller à assurer l'adéquation, à ne pas créer de distorsion entre outils, à sécuriser les investissements pour permettre la transition

énergétique dont la sortie du nucléaire et rendre le système électrique plus durable (voir points 2, 3 et 4 de l'introduction).

### 26-27/ Nécessité d'un CRM et timing

Edora ne se prononce ni sur la nécessité d'un CRM, si sur les manquements du EOM, ni sur le timing. Par contre, si un mécanisme, quel qu'il soit, devait être mis en œuvre rapidement sans avoir pris le temps d'une évaluation complète des dysfonctionnements du marché de l'énergie, il parait opportun d'envisager un mécanisme 'réversible' qui impacte le moins possible le marché existant, tout en garantissant des signaux d'investissements sur le long terme.

### 28/ Le problème à résoudre est-il d'ordre conjoncturel ou structurel ? Veuillez le justifier.

La question devrait être posée à l'échelle européenne qui dispose de surcapacité et vise à décarboner son système énergétique alors que le prix du carbone est très faible.

### 29-31/ type de CRM

Edora ne se prononce pas sur le type de CRM, mais souhaite faire part de quelques observations

- Il s'agit de scinder un marché en deux. Par conséquent le CRM doit idéalement être un marché aux mains des acteurs économiques. Dans le cas contraire une remise en question de la libéralisation doit être envisagée ;
- Le type de CRM doit veiller à ne pas créer de distorsion entre centralisé et décentralisé ; entre outils capex et outils opex intensifs ;
- Le CRM doit permettre la rémunération de la flexibilité des moyens de production et de consommation ;
- Le CRM doit permettre la rémunération du déplacement et de la flexibilité tant de la production que de la consommation ;

### 32-33/ Collaboration transfrontalière

Il est impératif de veiller à une certaine harmonisation des mécanismes entre états membres. La capacité d'interconnexion doit être prise en compte dans le design du marché, avec ou sans CRM (pour autant qu'une capacité de production fiable soit encore disponible dans le pays interconnecté).

### 34/ À quels critères de performance les capacités devraient-elles répondre (disponibilité, flexibilité, performances environnementales, coût,...) ?

La rémunération de la flexibilité doit faire partie intégrante du mécanisme, tant pour sa composante production que consommation.

Si une partie de la rémunération d'outils 'polluants' ou à risque sanitaire est assurée par ce nouveau marché, il conviendra de trouver un substitut à l'ETS (dans une perspective moyen terme) voire à d'autres modalités de mise en œuvre du principe de pollueur-payeur. Il importe par conséquent d'intégrer un critère de « performance » environnementale.

37/ Comment voyez-vous l'interaction entre les mécanismes de subsidiation des RES et la participation à un CRM ?

Si les finalités sont distinctes et répondent à deux politiques différentes : décarbonisation du système électrique et sécurité d'approvisionnement, il importe d'assurer la cohérence entre les mesures prises pour chaque politique. Par ailleurs, les RES doivent s'intégrer dans le système électrique et en particulier dans le marché électrique. Tout mécanisme doit y veiller :

- Un CRM doit veiller à rémunérer sans distorsion la grande variété d'outils de production (variables en taille, application, technologie, ....) ;
- Le soutien au RES doit évoluer de manière à ne pas créer de distorsions entre outils de production tout en permettant leur développement, notamment en vue d'atteindre les objectifs politiques. Le soutien doit être 'market-oriented'

38/ Les capacités de production nouvelles et existantes doivent-elles être traitées de la même façon ?

Il y a lieu de faire une distinction entre outils amortis et non amortis et de favoriser les outils qui répondent le mieux aux finalités visées (flexibilité, performance énergétique,...).

39/ Les capacités d'interconnexion doivent-elles être considérées de la même manière que les capacités de production, d'effacement de la demande et de stockage ?

À priori l'interconnexion est un moyen d'accéder à un asset, il ne remplace ni la production, ni l'effacement, ni la flexibilité. Au-delà de la capacité d'interconnection, c'est donc aussi la disponibilité de la ressource qui doit être évaluée au niveau CWE.

Aujourd'hui la plupart des acteurs ont déjà intégré une vision supranationale et adaptent leur politique d'investissement (asset) en fonction d'une vision européenne et non plus nationale. Les interconnexions doivent donc faire partie intégrante d'une approche ou d'une analyse des capacités disponibles (pour autant qu'une capacité de production fiable soit encore disponible dans le pays interconnecté).

40/ Que doit rémunérer un CRM : la disponibilité de la capacité, la probabilité de sa présence le moment voulu, une option de fourniture d'énergie à terme ? Veuillez-commenter

Si un système CRM est mis en place, celui-ci doit rémunérer la disponibilité de la capacité. Ce système n'a d'intérêt et n'est utile que s'il accroit ou aide au maintien de capacité complémentaire. Le système repose sur une mutualisation d'une partie des risques que prend l'investisseur. Ce n'est pas un moyen alternatif de soutenir un secteur d'activité.

43/ Quel serait, selon vous, l'impact sur la facture du consommateur final du mécanisme proposé ? Comment le coût devrait-il être répercuté ?

Quel que soit l'impact, le principe de répercussion des coûts doit être transparent. Le système doit être tel que le marché identifie les signaux « prix » de chaque composante et ce afin de rendre le marché plus efficient.

Enfin, quelle que soit le système mis en place il doit veiller, sur base d'une analyse coût-bénéfice à avoir le moindre impact sur la facture du consommateur final.

### 46/ Avez-vous d'autres idées ou suggestions ?

Dans le cadre de l'évaluation des dysfonctionnements de l'EOM, et de recommandations qui pourraient en découler, des mesures visant l'Utilisation Rationnelle de l'Energie doivent être considérées. Elles ont notamment un rôle à jouer dans le cadre de la gestion de la pénurie en hiver.

De manière identique, le DSM doit être intensément exploité.

Il y a lieu de mettre en œuvre des mesures concrètes visant le développement des moyens intelligents. Et de favoriser l'émergence de nouveau « système » (stockage, agrégateur, ...) qui pourraient favoriser l'adéquation entre l'offre et la demande.

# EFET

Enkel beschikbaar in het Engels / Seulement disponible en Anglais

## Felix, Kim

**Van:** Jerome Le Page <J.LePage@EFET.org>
**Verzonden:** vendredi 6 mars 2015 21:17
**Aan:** consult.capacity
**CC:** Debrigode, Patricia
**Onderwerp:** Réponse EFET au questionnaire CREG sur l'adéquation des moyens de productions conventionnels d'électricité en Belgique
**Bijlagen:** CREG_Consultation EOM-CRM_06032015.pdf

Chère Madame, cher Monsieur,
Chère Mme Debrigode,

Veuillez trouver ci-joint la réponse d'EFET à la consultation de la CREG sur l'adéquation des moyens de productions conventionnels d'électricité en Belgique. Comme convenu par email, notre réponse à la consultation est rédigée en anglais.

Ce document n'est pas confidentiel et peut être utilisé par la CREG à toutes fins utiles.

N'hésitez pas à me contacter pour toute question relative à ce document.

Sincères salutations,

**Jérôme Le Page**
Markets & Regulation
EFET European Federation of Energy Traders
http://www.efet.org
Tel: +32 2 737 1104
Mob: +32 488 845 688
Fax: +32 2 737 3921

EFET European Federation of Energy Traders

Amstelveenseweg 998
1081 JS Amsterdam

Phone: + 31 20 520 7970
Email: secretariat@efet.org
Website: www.efet.org

# Public consultation on measures to ensure the adequacy of the conventional means of electricity production in Belgium

EFET response – 6 March 2015

The European Federation of Energy Traders (EFET)[1] welcomes the opportunity to comment on the CREG consultation on measures to ensure the adequacy of the conventional means of electricity production in Belgium.

We thank CREG for allowing EFET to answer this consultation in English and remain at the disposal of the CREG personel should they have any questions or comments on this document.

CREG questionnaire and EFET responses

## 1. Identification and quantification of the problem

The problem of adequacy should be quantified by taking into account the potential contribution of demand.

1) What do you consider the relevant geographic area to perform the analysis of the capacity need?

With the continuing integration of EU wholesale markets there is a strong need, as discussed in recent European Commission Communications on the internal market[2] for adequacy to be considered as a European issue and that Member States should seek cross-border solutions to any problems they find before planning to intervene.

The ENTSO-E Security Outlook and Adequacy Forecast reports are a first step in the direction of such a European approach to adequacy assessment. However, the reports so far only

[1] The European Federation of Energy Traders (EFET) promotes and facilitates European energy trading in open, transparent, sustainable and liquid wholesale markets, unhindered by national borders or other undue obstacles. We currently represent more than 100 energy trading companies, active in 27 European countries. For more information, visit our website, available at: http://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/2014_iem_communication_0.pdf.

[2] Most recently, the EU energy trading companies, communication on Progress towards completing the internal energy market, available at: http://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/2014_iem_communication_0.pdf.

consolidate the analysis of individual TSOs for their respective control area/country. Market participants still expect a truly European adequacy assessment from ENTSO-E, and regulators should support the requests of ACER and the European Commission in that regard.

2) Is there currently a problem of adequacy (given the strategic reserve)? If not, in what timeframe do you think that such a problem could occur? If so, what do you think is the extent of problem?

According to the ENTSO-E 2014 Security Outlook and Adequacy Forecast report[3], *generation adequacy is expected to be maintained during the entire forecast period (in Scenario B and Scenario EU20, and in each reference point), however with a considerably decreasing margin level in the 2020s. It must be noted however, that under conservative Scenario A, at the winter reference points at and beyond 2020, the level of adequacy becomes negative, underlining the need for further investments compared to what is confirmed today.*

According to this report, the capacity adequacy in Belgium (and the rest of Europe) appears to be appropriate until 2020. Many uncertainties are highlighted in the 2020-2030 analysis and some scenarios describe adequacy problems beyond 2020 while other do not. A detailed study performed through the Pentalateral Energy Forum (PLEF)[4] does highlight adequacy issues arising in both Belgium and France, even in the short term.

We reiterate our call for an adequacy assessment to be completed at a pan-European level. Adequacy planning, system operations and security of supply questions are highly interlinked and need to be tightly coordinated across borders. Adequacy assessments should also better take into account market circumstances that could lead generation capacity to leave the market prematurely.

3) What is / will be the nature of the adequacy problem (lack of flexibility, lack of base capacity, lack of peak capacity..)?

With regard to possible capacity adequacy, most EU Member States currently have significant over-capacity in generation compared to demand. This is borne out by the latest ENTSO-E report on generation adequacy and current forward spreads. These largely do not yet signal the need for new build, at least not for gas-fired plants. Some adjustment to companies' generation portfolios is likely in coming years and this will take place in parallel to significant and uncertain increases in the share of renewable generation.

When it comes to flexibility, it is important to recall that flexibility is the ability of an asset to change its output and/or off-take. Flexibility is a characteristic of an asset or a portfolio of assets (generation, storage, DSM). Flexibility can bring added value to the system when flexibility is needed. Especially in the time frames from day-ahead to balancing, the market should be able to set the correct value of flexibility. This requires better integrated and less

[3] Scenario Outlook & Adequacy Forecast 2014-2030, available at: https://www.entsoe.eu/Documents/SDC%20documents/SOAF/141031_SOAF%202014-2030_.pdf

[4] Generation Adequacy Assessment for the Pentalateral Energy Forum, Support Group 2

restrictive market functioning in the day-ahead, intraday and balancing markets.

At the moment, it is difficult to assess whether there is sufficient flexibility available in the market. Low prices on the spot market despite the large share of renewables – even in markets where renewables are commercialised directly on the market – tend to point to the fact that there is currently sufficient flexibility in the system, but that its value remains low.

It is expected that if the share of intermittent RES will further increase, the existing flexibility may not match the new system needs and additional flexibility could be needed. The relevant markets (i.e. day-ahead, intraday and balancing markets) should be able to signal the required flexibility, provided that their design allows them so. The exact amount of needed flexibility volume will also depend on how well RES will be integrated into these markets, and will be able to give and respond to price signals. Market participants will invest in increasing the flexibility of their portfolio as soon as they see a business case signalled by the market.

4) How do you explain that market prices do not increase significantly despite the announcement of the need for a strategic reserve of 3,500 MW for next winter?

A considerable body of academic literature discusses potential market failures in the electricity sector and the advantages and disadvantages of introducing capacity mechanisms to supplement normal market processes. These possible market failures can be categorised as follows:

- the need for instantaneous balance in electricity systems and the public good nature of grid stability and generation adequacy[5],
- the lack of sufficient demand side participation in the market on an hour-by-hour basis meaning price signals are obscured,
- the excessive risk\uncertainty for investors and the lack of sufficient forward price signals,
- the potential impact of the exercise of market power or politically motivated interventions leading to implementation of price caps in either wholesale markets, or for end users.

Overall, the literature suggests that the combination of these market failures and associated regulatory actions may tend to 'dampen' price signals in electricity markets so that prices fail to increase to an 'efficient' level at times of scarcity.

EFET believes that prices should reflect the reality of supply and demand in a transparent manner. In this perspective, regulators need to improve market arrangements to allow a free formation of prices where offer meets demand. Such evolutions will improve the

[5] Certainly the need for instantaneous balance does require the existence of a regulated transmission system operator, with the task of residual balancing of the network. It would be inefficient to expect market participants to self-balance on, for example, a second–by-second basis. Therefore the first market failure is generally accepted, and one of the tasks of system operators is to deal with this.

efficiency of the market and sharpen price signals in wholesale markets[6]. Measures, such as the removal of price caps and floors, the removal of exit and entry barriers, the swift entry into force of more efficient capacity allocation solutions such as flow-based market coupling, better access to cross-border intraday trading, intraday gate closures times closer to delivery, and the integration of RES into market mechanisms including exposure to imbalances, will also encourage better liquidity and greater competition in order to deal with both risk and market power issues. More efficient market on capacity and flexibility where and when it is needed.

5) What barriers to market entry do you identify for new capacity (production including system security groups / demand side response / storage) at the level of the transport network and the network distribution?

In Belgium, as well as in many other European Member States, price caps and floors, limited access to cross-border intraday trading, intraday gate closure time too far from delivery and the non-integration of RES in market mechanisms constitute some of the main barriers to appropriate price formation and to adequately respond to capacity and/or flexibility needs.

More specifically, the inefficient cross-border intraday capacity allocation mechanisms ("improved" pro-rata allocation with nomination gates every two hours) can create artificial scarcity at some hours when the necessary energy could flow across borders if the mechanism were more flexible.

The different interpretations of "Force Majeure" or "Emergency Situations" clauses, combined with diverse levels of security margin applied by individual TSOs on interconnections are also detrimental to adequacy planning by granting individual TSOs and cable owners excessive flexibility to curtail forward transmission rights before nomination or potentially not to allow the full amount of available transmission capacity to the day-ahead and intraday markets or to cross-border balancing mechanisms (through e.g. stability limits, import/export limits, ramping constraints, interconnection availability). The same applies to strategic reserves, which may not only be dispatched by market price signals but by local TSOs considerations.

These elements show how adequacy planning, system operations and security of supply issues are interlinked and need to be tightly coordinated across borders.

[6] Making the market more efficient and sharpening market prices will not necessarily translate into higher prices. It will allow prices to better reflect demand and supply.

6) To what extent can renewable energy (especially wind) improve security of supply?

Electricity produced from renewable sources can improve security of supply, like every MWh produced from any other source. The question is rather what effects the current setup with the interaction of a European energy market and national support schemes for renewables has on security of supply?

The generation adequacy issue is complicated by the expansion of renewable generation. Conventional plants will run at lower load factors and have fewer hours in which to cover fixed costs and earn a return. For example, wind generation capacity has a typical load factor of 30%[7]. This may mean that conventional plants that were running at a 60% load factor may in the future only run at a 30% load factor or even less. Broadly speaking this means that spreads would have to be twice as high in the periods they are running in order to cover their fixed costs. Such high prices or spreads can only materialise in periods of scarcity. Acceptance of high prices is therefore required. Occurrence of high prices also comes with a higher risk of brown-outs in such periods of scarcity, the societal acceptance of which needs to be debated.

The rate of deployment of renewables is also creating complications in making investment decisions. In particular, the degree of uncertainty about how quickly renewable penetration will occur leads to concerns about the creation of sunk costs for investors. Although this is commercial reality in all capital-intensive industries, the particular circumstances in the energy sector are probably unique in this respect. In particular, the amount and type of renewable penetration is largely not, as promised, being set by market-based mechanisms like ETS, but instead result from ad hoc government decisions.

Finally, current methods of renewable support make this problem especially acute. In particular, priority dispatch of renewable production, such as enshrined in Belgian law, undermines the optimal dispatch of conventional plants. If renewable producers are not incentivised to respond to market signals, conventional generation may have to perform unnecessary costly stop-start operations. This may even lead to negative prices, thus eroding those plants financial viability further.

It is the view of EFET that one of the key improvements that needs to be made to market design should be the reform of renewable support mechanisms to more market-oriented measures. This reform must be a priority of regulators.

## 2. Actions for cost reduction

Measures such as the exemption from the federal gas contribution have already been taken to reduce costs for conventional gas units.

[7] Elia data suggests an approximate 25% load factor for onshore wind and 35% load factor for offshore wind in Belgium.

7) Do you see any other measures that could be taken?

No EFET comment.

8) Are these measures sufficient by themselves?

Market participants will invest in increasing capacity and/or flexibility as soon as they will see a business case. Policy makers should therefore focus on improving the efficiency of the markets and make sure that no measures prevent correct market functioning.

## 3. Possible actions to increase revenues

Actions may include enhancing the value of kWh produced, flexibility or capacity.

### *3.1. Improvement of the electricity market measures (Energy Market Only "EOM")*

In the current market structure, units are compensated on the forward market in exchange of an option to supply kWh; in day-ahead and *intraday* in exchange of the physical delivery of kWh; and on the *balancing* market for the provision of flexible capacity.

9) How to improve the design of the market in order to satisfy adequacy and flexibility needs by valuing them correctly?

EFET is convinced that a well-functioning market is the answer to many of the questions related to capacity adequacy and/or flexibility. A competitive market gives the correct price signals that will trigger efficient decisions by all market participants, which will in turn reduce costs for end-consumers.

Regulators and governments should focus on a number of fundamental improvements to electricity market design, regardless of whether they are considering capacity mechanisms:

- Integrate renewable energy into the power market design (wholesale market and network infrastructures)
- Develop and improve intraday markets by moving gate closure to H-1 and facilitating cross-border exchanges to make the maximum use of interconnector capacity
- Develop and improve balancing mechanisms, also on a cross border basis,
- Allow free price formation in wholesale markets and remove explicit and implicit caps/floors
- Extend real-time metering to enable demand response.
- Remove unnecessary operational requirements and restrictions on generation companies.

- Improve the functioning of the gas market, avoiding run-or-pay obligations and other restrictions on gas fired power plants and ensuring that power plants have flexible access to transmission networks and wholesale gas markets.
- Ensure a stable and consistent energy policy framework for decarbonisation based on ETS.

These recommendations to improve the energy (MWh) market will enhance the match between supply and demand and encourage the efficient use of all assets (generation, demand-response and storage).

10) Would a strengthened price signals in these markets achieve that goal?

EFET advocates that the development of flexible price signals is necessary for the internal energy market to work efficiently: prices that reflect the oversupply or tightness of the system are necessary to provide the adequate incentive for market participants to hedge their positions in the Day-Ahead and forward timeframe.

It is also relevant for market prices to reveal potential situations of scarcity when all margins become exhausted. This will indeed trigger additional levels of flexibility and/or capacity in generation, demand-side response and storage.

11) What adjustments could be made on the day-ahead and intraday markets for the short-term price to reflect the scarcity of capacity?

Increasing the flexibility in price formation in the balancing energy market to better reflect the associated cost and the removal of the unnecessary barriers to trade in intraday or to offer balancing resources would allow a better reflection of flexibility needs.

12) Are price spikes necessary and sufficient to ensure the adequacy of production means?

As mentioned above, promoting flexibility and transparency in price formation is necessary to ensure the adequacy of production means from a cost-efficiency perspective.

The question on whether it is sufficient is a difficult one, as the market remains distorted by both design failures and regulatory interventions. Such interventions are hard to avoid and are normally not triggered by price spikes or high prices, but by (perceived) higher risks of brown-outs. It is thus fair to say that policy makers have not allowed the market to prove its capacity to answer those problems in practice.

13) What are the conditions for these price spikes to be acceptable from a societal perspective?

From a trading perspective, EFET does not see any source of concerns with more flexible price signals.

It is important to note the complementary role of future/forward products and hedging practices (including of optional products, already available with the existing market design as any other type of energy products) for limiting the impact of price spikes manifesting themselves in the short-term markets. Meanwhile, most electricity is bought and sold in forward markets and we would normally expect projections of tighter supplier-demand conditions to incentivise more forward contracting so that there is spare capacity to contract to manage price risks. In any case only a very small proportion of total demand is affected by price spikes and these costs are faced by supply businesses rather than being seen by customers themselves. The political acceptability of price spikes is therefore rather an issue of serious analysis of the problem in the media and in political circles.

The reality is that average bills over the whole year are the most important point for consumers. The fact that market participants may financially benefit from tight peak periods should not hide the fact that they do operate at a loss in other periods. As long as customer prices over the year remain stable and system security and generation (and load) adequacy are preserved, there should be no undue public intervention on the standard functioning of the market.

Occurrence of high prices however comes with a higher risk of brown-outs in periods of scarcity. The political and societal acceptance of such a risk remains a sensitive issue that has yet to be debated.

Finally, Europe is equipped with market oversight legislation to ensure the transparency of the energy market and prevent market abuse: REMIT and MAD/MAR will avoid risks related to the abuse of dominant power by any market participant, which is often pointed out to justify interventions in the market such as price caps/floors.

14) Are there sufficient incentives on BRPs to achieve system balance?

In order for BRPs to better achieve a balanced position, they require both incentives and instruments. While indeed there remains scope for improving incentives (e.g. fully merit-order based activation of balancing reserves), a true barrier is a lack of effective instruments. The most important of such instruments are efficient and liquid cross-border intraday markets that allow market participants to balance their position close to real time. TSOs and regulators should therefore support the development of flexible intraday markets.

With regard to incentives, EFET advocates an imbalance settlement charge, based on the marginal (i.e. highest accepted) commercial prices offered by BSPs during a given settlement period. Such pricing creates incentives for the BRP to be balanced and to avoid market participants unduly relying on the balancing mechanism.

It is also important that all BRPs should face balancing incentives. Retail suppliers and renewable producers must participate fully in markets and in the balancing mechanisms. This means they should have the same responsibilities as generators and be allowed to provide balancing resources subject to common rules. To maintain a level playing field and to help ensure security of supply, the same principle of imbalance settlement must be applied for load and generation, for example through a unique common balancing group.

15) What is the impact on the behaviour of market participants of rising the price cap to €4,500/MWh in case of structural imbalance?

The boundaries within which the market prices can evolve will define the level of incentive for developing flexible assets. As mentioned above, promoting flexibility and transparency in price formation is necessary to ensure the adequacy of production means from a cost-efficiency perspective. The elimination of artificial price caps can help in that regard, but should reflect market circumstances and not be based on arbitrary levels.

16) Are there enough instruments to secure future costs and revenues (for both the consumer and the holder of capacity)? The volatility of spot prices may be covered by contracting *forward/future* products or options:
    a) What *hedging* products could be developed on the market forward?
    b) How to ensure the liquidity of the market for products with a horizon of 1, 2 or 3 years?
    c) Is there a need for more long-term products (4-5, even 6 years)? If so, how to ensure their liquidity?

As mentioned above, future/forward products and hedging practices (including of optional products, already available with the existing market design as any other type of energy products) are necessary to limit the risk of short-term markets. We believe that the market will deliver the right amounts of capacity adequacy and flexibility that the system needs, at the lowest costs, as long as the energy market is functioning well.

The liquidity of forward/future markets is related to the expectations of market participants, their trust in the forward price curve, and their risk appetite. Limiting political interventions in the market and related regulatory risks will give market participants confidence in the forward price signals to invest in capacity if it is needed. Also, forward products may already be carved up into baseload, peakload, daily and even hourly slices, which contribute to valuing flexibility in the forward/future market.

The market will act on long-term signals: if there is a need to hedge further in advance of real-time compared to current practice today, market participants will trade longer-term products and liquidity will emerge.

17) What is the impact the existing capacity remuneration mechanism (strategic reserve) on the functioning of the market?

EFET's starting point is that, for electricity as in any other sector, the market should ideally perform certain core functions:

- formation of prices so that supply and demand balance,
- allocation of fixed and variable costs,
- organisation of risk management activity, forward trading and the maintenance of spare capacity and storage possibilities,
- provision of incentives for efficient investment decisions.

Policy makers should, therefore, always think carefully before intervening in these areas as there is a clear risk of undermining some of these basic objectives of competitive markets.

EFET believes that policy makers should avoid disturbing price signals in the energy (MWh) market if and when designing capacity mechanisms. The integration of EU electricity markets through the market coupling process relies on well-functioning day-ahead spot prices. Likewise, effective competition in the retail sector relies on efficient and liquid forward markets. Therefore, where capacity mechanisms affect these, they are also likely to have an impact on the EU internal market. Dilution of MWh price signals could also damage incentives to invest in reliable and flexible power generation means. These characteristics are increasingly important as the European market moves towards decarbonisation with larger proportions of renewable capacity.

At the same time, the existing Strategic Reserve in Belgium and CRMs implemented or in discussion in other Member States show that interventions in the market do happen when decision makers expect scarcity and brown-outs to materialise and deem their effects too risky. The Strategic Reserve solution that was implemented last year was not an approach with equal treatment of all capacity providers (see our answer to Q18). EFET is of the opinion that if a CRM is implemented, such CRM should be market-wide with equal treatment of all capacity providers and with cross-border participation.

### *3.2. Enhancing existing procedures: tender and strategic reserve*

Belgium has recently implemented two new mechanisms to deal with need for short and medium term capacity: the strategic reserve and tenders.

18) Is the combination of to two mechanisms sufficient to achieve the security of supply goal? If not, please justify.

The Strategic Reserve is not an efficient tool to achieve security of supply. It can only keep units that are closed or mothballed for economic reasons, and not technical reasons (end of lifecycle). Keeping units that are closed or mothballed for economic reasons out of the market, and only activating them at an arbitrarily high level, impacts the correct functioning

of the energy market. It prohibits part of the generation park from participating to the market at cost-reflective prices and thus creates an artificial scarcity.

As far as the tender mechanism is concerned, EFET has in the past expressed its dislike of a mechanism that has not properly identified its purpose (answering flexibility or capacity adequacy?), granting special funding to new CCGT plants (discrimination between technology types and between new and existing capacity) without taking account of the demand-side contribution. We remain of the opinion that the tender mechanism is highly ill-conceived.

19) Do you think the tender mechanism can achieve the goal of maintaining adequacy from conventional units? If not, please provide the reason and indicate adaptations needed in order for it to reach this objective.

No EFET comment.

20) Do you think the strategic reserve in its current version can achieve the objective of security of supply? If not, please provide reasons and indicate whether you support:
- its elimination;
- its adjustment, mentioning the changes necessary to for it to reach the objective.

As mentioned in our answer to Q18, the Strategic Reserve does not contribute to capacity adequacy. It cannot create incentives to retain or replace units that are at their end of life cycle. And it withdraws from the market capacity that fails to earn (part of) their fixed costs, creating artificial scarcity and affecting market prices.

21) What would be the volume of strategic reserve not to exceed? For what reason?

No EFET comment.

### *3.3. Establishment of a capacity remuneration mechanism (CRM) other than the strategic reserve*

***Precise identification of the problem***

The goal may be to promote demand side response, to keep existing units in the market / off-market, to develop new capacity (if so, what kind: well-adapted, flexible peak capacity to ensure the *back up* for RES production, more capital intensive semi-base load capacity?), to limit the occurrence of price spikes in the market, to align on the practices of neighbouring countries.

22) For what purpose a CRM, other than the strategic reserve, should be set up in Belgium?

As mentioned above, EFET's starting point is that, for electricity as in any other sector, the market should ideally perform certain core functions:

- formation of prices so that supply and demand balance,
- allocation of fixed and variable costs,
- organisation of risk management activity, forward trading and the maintenance of spare capacity and storage possibilities,
- provision of incentives for efficient investment decisions.

Policy makers should, therefore, always think carefully before intervening in these areas as there is a clear risk of undermining some of these basic objectives of competitive markets. Some adjustment to companies' generation portfolios is likely to be necessary in coming years and this will take place in parallel to significant and uncertain increases in the share of renewable generation. This raises the possibility that the outcome is not optimal in a socio-economic sense or does not fulfil particular political objectives. Under these circumstances, there could be some rationale for limited intervention. However, such mechanisms must remain subordinate to the energy (MWh) market in order to avoid major distortion of the role of markets.

23) Which precise problem(s) should it solve?

As mentioned in our answers to Q2 and Q3, given the diverging opinions and expertise on the subject, we cannot conclude with certainty that there exists a capacity adequacy and/or flexibility problem in Europe, or Belgium specifically, at the moment.

In its 2014 Communication on the Internal Market, the European Commission underlined "the importance of a thorough and objective analysis looking into all possible causes of and all potential remedies for security of supply concerns". In line with this thought, we recommend a comprehensive analysis of the perceived problems before taking any decision to implement a capacity mechanism[8].

Should there be a decision to implement a market-based capacity remuneration mechanism in Belgium, it should only address the issue of adequate capacity. Other elements, including ensuring appropriate levels of flexibility in the system, should be left to the market to resolve.

[8] On this subject, we remind CREG of its own criticism of the tender mechanism proposed in the 2013 Whatelet plan, which failed to determine whether the mechanism should be designed to answer flexibility or generation adequacy problems (CREG decision (F)130503-CDC-1243 available at: http://www.creg.info/pdf/Avis/F1243FR.pdf).

24) Are these problems specific to the Belgian market?

As mentioned in our answer to Q1, with the continuing integration of EU wholesale markets there is a strong need, for security of supply to be considered as a European issue and Member States should seek cross-border solutions.

25) Should it replace the strategic reserve mechanism or be added to it?

No EFET comment.

***Need for CRM and timing***

26) What solutions could a CRM bring that an improved EOM could not, and why?

No EFET comment.

27) What is the degree of urgency in establishing a new mechanism?

As mentioned in our answers to Q2 and Q3, given the diverging opinions and expertise on the subject, we cannot conclude with certainty that there exists a capacity adequacy and/or flexibility problem in Europe, or Belgium specifically, at the moment.

Given the current state of the electricity market, there is however high urgency to eliminate obstacles to flexible and transparent price formation to ensure the adequacy of production means from a cost-efficiency perspective.

***Transient or new market design***

Different causes are behind the current declined of profitability for conventional production units: intermittent renewable generation, too many *must run* units, high price of gas relative to electricity prices (due to the demand reduction following the economic crisis, the low marginal cost of RES production, the low price of coal and EUAs).

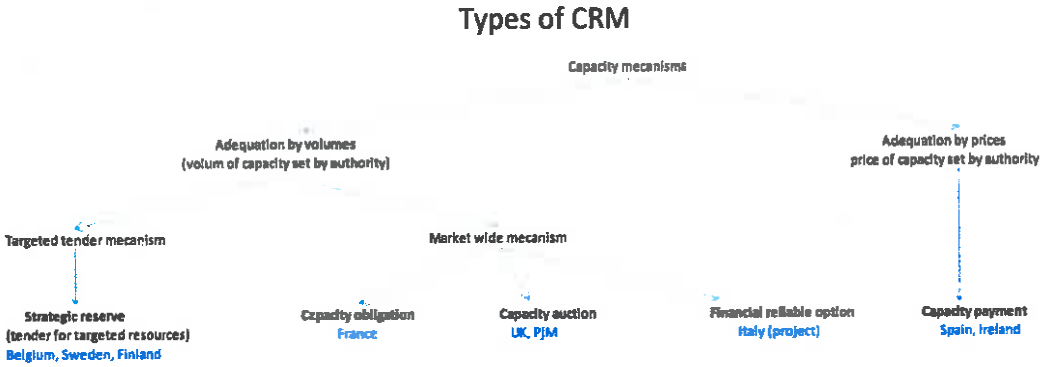
Some of these factors are related to market mechanisms (gas/coal competition, low demand and, to some extent, low price of EUAs), others result of market interventions (support policy for RES).

28) Is the problem to be solved cyclical or structural? Please justify.

No EFET comment.

***Type of CRM***

The following diagram shows the different types of CRM.




29) Would it be appropriate to opt for a mechanism in Belgium (see Figure 1):
- based on prices or on volumes?
- applicable to all capacities or targeted?
- centralised or decentralised?

Please explain your choice.

If Belgium were to opt for a capacity mechanism (in addition or in replacement of the strategic reserve), it should ideally be market-based, applicable to all capacities and decentralised.

In general, EFET recommends a number of criteria for to evaluate capacity mechanisms. They should:

- avoid distortion or dilution of price signals from energy (MWh) markets;
- be transitory in nature, with a natural dynamic and process towards phase-out of their price signals as generation adequacy improves;
- focus on time periods far enough ahead to limit overlap and interference with forward and future markets in electricity;
- facilitate an active demand side and promote wide consumer engagement through willingness to pay for reliability and/or price stability;
- be non-discriminatory, by taking into account the contribution of non-national generation through interconnection which may decrease local needs;
- be non-discriminatory between new and existing facilities and between different technologies
- minimise centralised management processes and maximise the scope for independent decisions by market participants about their off-take and delivery obligations, so that market dynamics have a chance to function;
- minimise the risk of regulatory failure and of need for redesign (e.g. by avoiding overly complicated mechanisms)
- use market-based remuneration mechanisms (e.g. by means of auctions, tenders, or subscription obligations) without price regulation;
- be suitable for EU wide / harmonised application.

30) Of the five above-mentioned systems, please indicate the one that you think would be the most appropriate to achieve the goal and explain why.

No EFET comment.

31) How can the CRM you propose reduce forecast errors made by the body responsible for volume calculations?

No EFET comment.

***Border cooperation***

32) Should a Belgian CRM allow the direct participation of foreign capacity? If so, what method of interconnection capacity management should be applied?

National CRMs, if implemented, should be market-based in the sense of market with full competition between all capacity providers with no regulation of capacity prices. National CRMs should take account of the availability or allow the direct participation of capacities across borders. This should not result however in any reservation of cross border transmission capacity.

33) What would be the impact on the energy market of the presence of a CRM in Belgium and an EOM in a neighbouring country?

Well-designed, market-based capacity mechanisms should have no direct impact on energy market prices, since they do not impact the merit order list. However, it is unavoidable that CRM have an indirect impact on wholesale energy prices: revenues to capacity providers derived from capacity mechanisms will lower revenues derived directly from the energy market. Capacity mechanisms therefore have the potential to dilute energy market prices. This effect could extend to neighbouring markets in case appropriate mechanisms for cross-border participation to the CRM are not put in place.

***CRM Features***

Do you agree with the following principles? If not, please indicate the reason and develop alternative principle(s).

What would be the additional principles to be followed in the design of a CRM in Belgium?

- *Performance criteria, control and sanctions*

Any mode of capacity remuneration should be subject to performance criteria in terms of availability during peak demand, flexibility and environmental performance, as well as strict control measures and financial penalties in case of unjustified unavailability or inefficient capacity management. Revenues from the penalties should be injected into the running costs of the mechanism.

34) Which performance criteria should capacities meet (availability, flexibility, environmental performance, cost,...)?

A CRM should only target capacity adequacy, and leave other targets to the relevant markets. Mixing several objectives was typically one of the errors in setting up the Belgian tender mechanism in 2013, which has not proved successful.

- *Stability of the mechanism*

The mechanism must be stable over time, otherwise the risk regulatory will become significant and will substantially reduce the impact of the measure.

35) Do you think that a mechanism resulting from a "political intervention" offers adequate guarantee of stability to promote new investments?

Political decisions to implement a CRM bear significant political risk when it comes to guaranteeing stability to promote new investments. This is especially the case when such political decision is not duly motivated and designed in a way that does not represent a consensus between the government, regulators and market participants[9].

- *Openness to new entrants*

The mechanism should be designed to allow new entrants to compete effectively in order not to favour incumbents and avoid an additional barrier to competition in Belgium.

36) Which arrangements should be made in the proposed mechanism to ensure the absence of barriers to entry?

CRMs, if implemented, should not discriminate between new and existing facilities, or between different technologies.

- *Technological neutrality*

In terms of adequacy, the type of capacity (all means of production, DSM, interconnection and storage) is indifferent; it is the probability of its presence in the system at peak periods that matters. At equivalent probability, all capacities should be allowed to compete to ensure security of supply at the lowest cost.

37) How do you see the interaction between support mechanisms for RES and the participation in a CRM?

As mentioned above, it is the view of EFET that one of the key improvements that needs to be made to market design should be the reform of renewable support mechanisms to more market-oriented measures. This reform must be a priority of regulators.

Should a CRM be implemented, RES-E should be allowed to contribute to the mechanism as

[9] See examples with the CREG decision (F)130503-CDC-1243 available at: http://www.creg.info/pdf/Avis/F1243FR.pdf, or CRE decision of 29 March 2012, available at: http://www.cre.fr/documents/deliberations/avis/mecanisme-de-capacite.

any other type of power generation, with a discount coefficient taking account of the average availability of each RES-E technology.

38) Should new and existing production capacities be treated the same way?

CRMs, if implemented, should not discriminate between new and existing facilities, or between different technologies.

39) Should interconnection capacity be considered in the same way as production capacity, DSM and storage?

National CRMs, if implemented, should be market-based in the sense of market with full competition between all capacity providers with no regulation of capacity prices. National CRMs should take account of the availability or allow the direct participation of capacities across borders. This should not result however in any reservation of cross border transmission capacity.

***What should a CRM pay for and at which time horizon?***

Paying for capacity is equivalent to buying a delivery option for the moment electricity is needed.

40) What should a CRM pay for: the availability of capacity, the likelihood of its presence at the appropriate time, a forward option on energy supply? Please, comment.

No EFET comment.

***Compatibility assessment in relation to the objective of maintaining a low price of electricity***

Developing a CRM assumes that capacity must be explicitly compensated and equals to socializing the risk that would normally be borne by the investor. This can result in lower financing costs (although there is then a political risk to cover), but it also leads to decisions not taken by investors who bear the opportunities and risks of future revenues anymore, but, at least indirectly, by the public authority. Consequently, investments risk being more capital-intensive than needed. Such political decision can differ from *social welfare* expressed on the market by a price up to the VOLL = *willingness to pay.*

41) How do you see the interaction between the energy market and the capacity market in terms of prices?

As mentioned previously (see our answer to Q33), well-designed, market-based capacity mechanisms should have no direct impact on energy market prices, since they do not impact the merit order list. However, it is unavoidable that CRM have an indirect impact on wholesale energy prices: revenues to capacity providers derived from capacity mechanisms will lower revenues derived directly from the energy market. Capacity mechanisms therefore have the potential to dilute energy market prices.

42) What measures should be taken to avoid excessive compensation of *windfall profits* for certain types of capacity?

A well-designed capacity mechanism, based on competitive, market-based principles, should only provide cost-recovery to capacity that is needed and efficient. Capacity price signals in a market-based capacity remuneration mechanism should naturally decrease as capacity adequacy improves.

43) What do you think will be the impact of the proposed mechanism on final consumer bills? How should the cost be passed on?

As mentioned above, we believe that letting markets send signals in terms of capacity adequacy or flexibility to market participants is the most cost-efficient way to reach these objectives. Market participants will invest in increasing capacity and/or flexibility as soon as they will see a business case.

By artificially pushing signals, for either capacity adequacy or flexibility, policy makers risk creating – or prolonging – situations of a mismatch in the system of required versus available capacity or flexibility. The resulting additional costs will inevitably increase end-consumer bills. As mentioned in the 2014 European Commission Communication on the Internal market, "badly designed schemes will unnecessarily burden consumer bills".

***Compatibility assessment in relation to environmental goals***

44) How can the proposed mechanism ensure the achievement of environmental objectives?

As mentioned above, we believe that trying to put criteria on as many objectives as peak availability, flexibility and environmental performance is trying to answer too many elements with a single mechanism.

***Transitional measures***

45) Pending the possible implementation of a CRM, are transitional measures needed? If so, which one(s)?

If the energy market is further improved, then the market will be able to deliver the needed capacity and/or flexibility at low costs. Such improvements include the removal of price caps and floors, removal of exit and entry barriers, better access to cross-border intraday trading, intraday gate closures closer to delivery and the integration of RES in market mechanisms including exposure to imbalances.

***Alternative options***

46) Do you have other ideas or suggestions?

No EFET comment.

# ELECTRABEL GDF SUEZ

Enkel beschikbaar in het Nederlands / Seulement disponible en Néerlandais

**Felix, Kim**

| | |
|---|---|
| **Van:** | Bart.Massin@gdfsuez.com |
| **Verzonden:** | vendredi 6 mars 2015 12:14 |
| **Aan:** | consult.capacity |
| **CC:** | STEPHANIE.FRULLEUX@ELECTRABEL.COM; Debrigode, Patricia |
| **Onderwerp:** | Electrabel: Openbare raadpleging mbt toereikendheid van conventionele productiemiddelen in België |
| **Bijlagen:** | 15-09_2015-03-06_EBL_CREG-Openbare raadpleging inzake maatregelen genomen om toereikendheid conventionale productiemiddelen elektriciteit België waarborgen.pdf; 15-09_EBL - CREG - bijlage 1 _raadpleging toereikendheid van conventionele productie.pdf; ATT00001.txt |

Geachte,

Vooreerst wensen wij CREG uitdrukkelijk te bedanken voor de volledige en doeltreffende vragenlijst die alle aspecten belicht van zowel het huidig EOM marktmodel als van een bijkomende capaciteitsmarkt.

Wij kijken alvast uit naar ons overleg dat volgende week woensdag is gepland om bijkomende toelichtingen te geven.

Met vriendelijke groeten,

**Massin Bart**
Regulatory Affairs Manager Belux

GDF SUEZ

Boulevard Simón Bolívar 34, 1000 Brussels, Belgium
Tel. 02/518.65.93
Mobile 0479/61.96.72

Electrabel
GDF SUEZ

Simón Bolívarlaan 34, 1000 Brussel, België

Commissie voor de Regulering van de Elektriciteit en het Gas (CREG)
De heer Andreas Tirez,
Directie voor de technische werking van de markten
Nijverheidsstraat 26-38
B-1040 BRUSSEL

Brussel, 6 maart 2015

**Onze ref. : BMA/SF/LET/15-09**


| **Contact** | **Telefoon** | **e-mail** |
|---|---|---|
| Bart Massin | 02 518 65 93 | Bart.Massin@gdfsuez.com |


Geachte heer,

**Betreft :**

- **Openbare raadpleging inzake de maatregelen die moeten worden genomen om de toereikendheid van conventionele productiemiddelen van elektriciteit in België te waarborgen**
- **Electrabel NV**

Naar aanleiding van uw brief van 10 februari 2015 met betrekking tot de 'Openbare raadpleging inzake de maatregelen die moeten worden genomen om de toereikendheid van conventionele productiemiddelen van elektriciteit in België te waarborgen', bezorgen wij U onze antwoorden zowel via brief als via elektronische vorm.

Wij blijven steeds ter beschikking om bijkomende toelichtingen te verschaffen.

Met achting,

Annemie Godts
Head of Regulatory Affairs

Philippe Van Troeye
Bestuurder – Directeur-generaal

**Bijlage:**

- Vragenlijst inzake de maatregelen die moeten worden genomen om de toereikendheid van de conventionele productiemiddelen van elektriciteit in België te waarborgen

# Vragenlijst

## inzake de maatregelen die moeten worden genomen om de toereikendheid van de conventionele productiemiddelen van elektriciteit in België te waarborgen

Voorafgaande voorwaarde: elke steunmaatregel voor een productie-eenheid moet voortkomen uit een noodzaak om deze eenheid in het systeem te houden met het oog op de toereikendheid ervan (teneinde de bevoorradingszekerheid te waarborgen).

Basisprincipe: om te vermijden dat conventionele productie-eenheden om economische redenen worden gesloten, moet ten minste de dekking van hun vaste werkingskosten en variabele activeringskosten worden gewaarborgd. Om nieuwe investeringen aan te trekken, moet daarenboven voldoende uitzicht worden geboden op het rendement van de investering.

Het gaat hierbij dus om de volgende parameters:

- vermindering van de kosten;
- verhoging van de inkomsten;
- vergoeden van het investeringsrisico.

## 1. Afbakening en kwantificering van het probleem

Bij het kwantificeren van het probleem inzake toereikendheid moet met name rekening worden gehouden met het potentieel aan afschakelbare vermogens.

1) **Welke geografische zone is volgens u relevant voor een analyse omtrent de capaciteitsbehoefte?**

Bevoorradingszekerheid is een nationale bevoegdheid, anderzijds dient de behoefte voor capaciteit bij voorbaat regionaal (CWE) te worden bepaald gezien de beschikbare grenscapaciteit, potentieel asynchrone piekbehoeftes en de variaties in klimatologische omstandigheden.

**2) Is er momenteel sprake van een probleem betreffende de toereikendheid (rekening houdend met de strategische reserve)? Zo neen, op welke termijn verwacht u dat een dergelijk probleem zou kunnen ontstaan? Zo ja, wat is volgens u de omvang van het probleem?**

Als marktspeler beschikt Electrabel niet over alle informatie om de gehele markt exact te bestuderen, maar diverse onafhankelijke studies concluderen dat er vandaag reeds een probleem is met de toereikendheid en dat dit probleem de volgende jaren verder zal toenemen.

Oa. de studie *"Generation Adequacy Assessment"* die binnen het kader van het *'Pentalateral Energy Forum'* (PLEF) is uitgevoerd, signaleert in haar conclusies reeds een duidelijk gebrek aan capaciteit in België en Frankrijk. Bovendien houdt deze studie onvoldoende rekening met het verder verdwijnen van onrendabele productie-eenheden. Hierdoor geven de resultaten waarschijnlijk nog een onderschatting van het gebrek aan capaciteit.

Het feit dat het gezochte volume Strategische Reserves voor winter 2014-2015 niet volledig beschikbaar was in de markt en wetende dat de beoogde 3.500MW voor de komende winter 2015-2016 hoogst onwaarschijnlijk niet beschikbaar zal zijn in de markt, bevestigt dat Strategische Reserves geen adequate oplossing biedt. Met (i) de geplande nucleaire *'phase out'* en (ii) het wegvallen van buitenlandse productie capaciteit, ten gevolge van de sluiting van eenheden in het buitenland omwille van economische redenen, zal het tekort aan basis capaciteit op de Belgische markt verder toenemen.

**3) Wat is de aard (of wat zal de aard zijn) van het toereikendheidsprobleem (gebrek aan flexibiliteit, gebrek aan basiscapaciteit, piekcapaciteit enz.)?**

Flexibiliteit (onbalansmarkt) en Capaciteit zijn geheel verschillende markten, die strikt gescheiden van elkaar functioneren. Zo variëren de prijzen op de onbalans markt in functie van schaarste of overaanbod aan flexibiliteit en geeft deze prijs een indicatie aan de markt voor bijkomende of minder flexibele eenheden.

De toereikendheid wenst men te garanderen onder bepaalde omstandigheden (extreme weercondities in combinatie met een hoge vraag naar elektriciteit) en de volledige markt maakt dan gebruik van de beschikbare capaciteit, ongeacht of deze zou bestempeld kunnen worden als basis- of als piekcapaciteit.

4) **Wat is uw verklaring voor het feit dat de marktprijzen niet significant gestegen zijn ondanks de aankondiging van de behoefte aan een strategische reserve van 3.500 MW voor aanstaande winter?**

Veel van de oorzaken die aan de basis liggen van de bepaling van de grootte van de strategische reserves waren reeds in de markt gekend en vermoedelijk door de markt reeds in de prijs verrekend. Bovendien omvat de behoefte aan strategische reserve een veelvoud aan onzekerheden (beschikbaarheid van D3/T2, uitblijven van strenge winters, hogere beschikbaarheid van importcapaciteit, etc.) waar iedere marktspeler zijn eigen inschatting van maakt.

5) **Welke markttoetredingsbarrières ziet u voor nieuwe capaciteit (productie met inbegrip van noodgroepen/afschakelbaar vermogen/opslag) voor zowel in het transmissienet als in het distributienet?**

Een aantrekkelijk en positief investeringsklimaat noodzaakt vooruitzichten op faire winstmarges binnen een redelijk risicokader:

- Een marktkader dat voldoende lange termijn stabiliteit biedt voor een investeerder is essentieel. Het huidig marktkader, dat gebaseerd is op hoge maar wisselvallige en onzekere prijspieken om investeringen rendabel te maken is één van de grootste markttoetredingsbarrières daar het geen enkele garantie biedt dat investeringen rendabel zullen zijn.
- Regulatoire zekerheden en stabiliteit.
- Stabiele en redelijke taksen/bijdragen (nucleaire taks, injectietarieven, taks op windmolens, taks op koelwater, dubbele nettarieven voor opslag, etc..).
- Redelijke procedures voor bouwvergunning & milieuvergunning.
- Stabiele steunmaatregelen voor hernieuwbare productie,
- etc.

**6) In hoeverre kunnen hernieuwbare energiebronnen (in het bijzonder windenergie) de bevoorradingszekerheid verbeteren?**

Hernieuwbare energiebronnen zorgen tijdens het jaar voor een lagere afhankelijkheid qua import van primaire energiebronnen.

De bijdrage tot de bevoorradingszekerheid van hernieuwbare energiebronnen hangt af van de beschikbare productie tijdens piekverbruik. Voor windmolens en PV- installaties zal de bijdrage afhankelijk zijn van de beschikbare wind en zon. Deze kan statistisch worden berekend ifv de scenario's die men wenst af te dekken.

Er zijn echter geen directe maatregelen mogelijk om de bevoorradingszekerheid te verbeteren door middel van productie via windmolens of PV-installaties bij ontbreken aan wind of zon. Indirect kan opslag of vraagbeheer (dat in wezen een vorm van opslag is) een oplossing bieden door de productie te spreiden in de tijd zodat schaarstemomenten vermeden worden. Opslag en vraagbeheer kunnen gefaciliteerd worden via een capaciteitsmechanisme.

## 2. Mogelijke maatregelen op het gebied van kostenvermindering

Er zijn reeds maatregelen genomen om de kosten van de conventionele gasproductie-eenheden te verminderen, zoals de vrijstelling van de federale bijdrage voor gas.

**7) Welke andere maatregelen kunnen worden genomen?**

Als basis principe dient een *'level playing field'* te worden nagestreefd waarbij alle productie eenheden - ongeacht de technologie - in de gekoppelde markt aan dezelfde condities worden blootgesteld zodat de concurrentie maximaal kan spelen. In dit kader kan op volgende punten worden gewerkt:

- De vrijstelling van de federale bijdrage voor gas is momenteel niet van toepassing voor decentrale productie die niet (rechtstreeks) in het Elia net wordt geïnjecteerd.
- Fluxys wenst zijn inkomsten te garanderen door de aardgascapaciteiten op jaarbasis te laten boeken voor gas centrales. Er heerst onduidelijkheid over de

verplichte korte termijn producten. Een administratief eenvoudiger systeem zou een "*ex-post capacity allocation mechanisme*" zijn waarbij slechts 1/365ste wordt betaald per dag dat de centrale werd opgestart. In het buitenland zijn de mogelijkheden vandaag reeds flexibeler dan in België.

- Ook de gastransportkosten op zich zijn in het buitenland dikwijls beduidend lager dan in België. Zo is de kost voor een gascentrale in het noorden van Nederland om het gas, aangekocht op de beurs, te transporteren naar de centrale slechts een derde van de kost in België. Het is overduidelijk dat vergelijkbare Belgische eenheden met hogere vaste kosten meer verliesiatend zijn, en dus sneller zullen overgaan tot een sluiting omwille van economische redenen.
- Enkel op de Belgische markt wordt een bijkomende en specifieke verplichting tot het aanleggen van individuele reserves opgelegd aan operatoren met centrales met een capaciteit >500MW. Deze verplichting, die ook bekend staat als de 'N-1 verplichting' wordt niet vergoed zodat deze geheel ten laste komen van de operator. In andere Europese landen en conform de toekomstige Netwerkcode Balancing (NCEB), dienen alle reserves noodzakelijk voor de balancering van het net integraal en uniek via een centraal aankoopmechanisme van de TSO te verlopen.
- Het brengen van de nucleaire taks naar een economisch aanvaardbaar niveau.
- De injectietarieven (recuperatie *'ancillary services'*) zijn een bijkomende marginale kostverhoging voor de productie eenheden gelegen in België, die niet worden toegepast in de aangrenzende landen. Dit tarief heeft een direct en nefast effect op de positie van de Belgische centrales in de 'merit order' binnen de CWE zone.
- Opslag voor elektriciteit wordt vandaag onderworpen aan dubbele nettarieven voor zowel afname als injectie wat de vaste kosten van deze type eenheden verhoogt en hun rentabiliteit negatief beïnvloedt.

**8) Zijn deze maatregelen op zichzelf voldoende?**

Neen, deze maatregelen zullen de economische rentabiliteit op zich niet kunnen garanderen, maar zullen er wel voor zorgen dat een 'level playing field' ontstaat met de eenheden in de omliggende CWE landen.

Enkel lange termijn vooruitzichten in een positief investeringsklimaat zullen daadwerkelijk investeringen aantrekken. Het uitbouwen van de bestaande capaciteitsmechanismen en een duidelijke lange termijn visie over de toekomstige *'fuel mix'* inclusief de beoogde volumes RES en de evolutie van de importcapaciteit (en export capaciteiten) is hiervoor noodzakelijk.

# 3. Mogelijke maatregelen op het gebied van inkomstenverhoging

De maatregelen kunnen betrekking hebben op een betere waardering van de geproduceerde kWh, van de flexibiliteit of van de capaciteit.

## *3.1. Maatregelen voor de verbetering van de elektriciteitsmarkt (Energy Only Market, "EOM")*

In de huidige marktstructuur worden de eenheden op termijn vergoed voor de optie op levering van kWh, in day ahead en intraday voor de fysieke levering van kWh en op de balancing-markt voor het ter beschikking stellen van een flexibele capaciteit.

**9) Hoe kan het concept van de markt worden aangepast zodat een betere toereikendheid en flexibiliteit tot stand komen en deze correct gewaardeerd worden?**

Binnen het huidige Belgische marktdesign bestaat vandaag (i) de Energy Only Markt (EOM), (ii) een beperkt mechanisme voor capaciteitvergoeding en (iii) de flexibiliteitsmarkt (onbalans markt).

De EOM, die de basis vormt voor de optimale dispatching van de beschikbare eenheden op korte termijn, kan nog verder geoptimaliseerd worden, nl:

- Day Ahead Markt: evolueren van nationale markten naar één unieke gekoppelde Europese Day Ahead markt
- Intra Day markt: evolueren van nationale markten naar één unieke Europese Intra Day markt door de implementatie van de cross border intraday market.

Het capaciteitsmechanisme dat vandaag zeer selectief wordt toegepast, met enerzijds de Strategische Reserve (waardoor enkel sluitende eenheden omwille van economische reden tijdelijk kunnen verlengd worden) en anderzijds de

aanbesteding voor nieuwe eenheden, is onder zijn huidige vorm onvoldoende om de toereikendheid te realiseren.

Indien men de bevoorradingszekerheid wil garanderen dient een volwaardige capaciteitsmarkt te worden uitgebouwd waarbij zowel vraagbeheer, opslag nieuwe en bestaande productie eenheden kunnen deelnemen.

Ook de flexibiliteit- of onbalansmarkt kan verder geoptimaliseerd worden door te evolueren van individuele nationale markten naar één unieke CWE markt voor zowel de contractering van de reserves als de activering ervan. Bovendien zijn sommige producten op de markt vandaag ook voor verbetering vatbaar zoals R3DP, dit product heeft geen activeringsprijs, waardoor bij toenemende schaarste en activering, de onbalansprijzen niet toenemen.

**10) Zou de introductie van sterkere prijssignalen kunnen bijdragen aan de verwezenlijking van het doel?**

Neen, het heeft geen zin prijssignalen te manipuleren noch in positieve noch in negatieve zin in een geïntegreerde en vrije markt, dit zal alleen maar leiden tot distorsies.

**11) Welke aanpassingen op de *day ahead*- en *intraday*-markt zouden ervoor kunnen zorgen dat de kortetermijnprijs de capaciteitsschaarste weerspiegelt?**

Er zijn geen maatregelen nodig, aangezien de day ahead en intraday-markt vandaag reeds de marktsituatie weerspiegelen. Eventueel zouden de price caps kunnen verhoogd worden om beide markten tijdens momenten van schaarste niet te beperken.

In vraag 9 wordt reeds aangegeven hoe deze markten verder kunnen verbeterd worden. Helaas is de integratie van 'intraday' en onbalans markten een zeer traag proces, en worden kansen om voor de hand liggende verbeteringen (zoals specifiek voor 'intraday' markten met Frankrijk en onbalansmarkten met Nederland) zeer traag of gewoonweg niet doorgevoerd.

**12) Zijn prijspieken noodzakelijk en voldoende om de toereikendheid van de productiemiddelen te waarborgen?**

Neen, investeringen vragen een stabiel investeringskader op lange termijn en sporadische en onvoorspelbare prijspieken dienen eerder beschouwd te worden

als één van de belangrijkste toetredingsbarrières. Een EOM zou enkel investeringen kunnen aantrekken indien de prijspieken structureel blijven voorkomen, met een structurele schaarsheidrente als gevolg. Echter deze investeringen zullen de schaarste opheffen waardoor deze prijspieken en de schaarsheidrente verdwijnen, waardoor de investeerder zijn kapitaalskosten niet zal terugverdienen en bijgevolg verlies zal optekenen. Bovendien is structurele schaarste maatschappelijk niet aanvaardbaar.

**13) Aan welke voorwaarden moeten deze prijspieken voldoen om vanuit maatschappelijk oogpunt aanvaardbaar te zijn?**

Prijspieken ten gevolge van structurele schaarste zullen nooit maatschappelijk aanvaardbaar zijn: ze vereisen een veelvuldige (en soms zelfs gedwongen) vermindering van de vraag en verstoren de wijze waarop onze moderne maatschappij georganiseerd is. Regulatoren en mededingingsautoriteiten zijn zeer argwanend tov schaarsteprijzen. Een dergelijke structurele schaarstemarkt staat haaks op de economische en maatschappelijke ontplooiing, waardoor elektriciteit een product is geworden dat als een basisbehoefte wordt aanzien.

**14) Zijn de stimulansen voldoende om ervoor te zorgen dat de evenwichtsverantwoordelijken hun evenwichtspositie bewaren?**

Ja, de stimulansen die evenwichtsverantwoordelijken ervaren geven reeds een goede weerspiegeling van de situatie op het net en de impact van de eigen evenwichtspositie hierop. Er zijn nog verbeteringen op de onbalansmarkt mogelijk, zoals vermeld in vraag 9. De verbeteringen zijn er voornamelijk op gericht dat onder normale marktomstandigheden de marktprijs nog beter de kost van de duurste, geactiveerde reserve weerspiegelt.

**15) In hoeverre heeft het verhogen van het prijssignaal tot 4.500 EUR/MWh in het geval van een structurele onevenwichtigheid invloed op het gedrag van de spelers?**

De verhoging van het onbalanstarief op de onbalansmarkt tot 4.500 EUR/MWh in het geval van een structurele onbalans ontraadt marktspelers te arbitreren tussen aankoop op de day ahead- en intraday markt enerzijds en de onbalansmarkt anderzijds. Marktpartijen zullen bijgevolg maatregelen nemen om zich tijdig in te dekken.

Het onbalanstarief van 4.500€.MWh dat arbitrair is vastgelegd, maakt integraal deel uit van de gedragen risico's van de leverancier en/of de evenwichtsverantwoordelijke en wordt weerspiegeld in de risicopremies. Het huidige niveau schiet zijn doel voorbij daar een lager niveau eenzelfde effect zou kunnen bereiken zonder een mogelijk overmatig effect te veroorzaken voor de risicopremies.

Het plaatsen van dergelijke hoge (kunstmatige) onbalansprijs creëert echter een toetredingsdrempel voor nieuwe spelers. In een competitieve markt met beperkte marges zal een nieuwe speler er voor beducht zijn toe te treden indien het risico bestaat dat hij een onbalanstarief oploopt van 4.500€/MWh welke disproportioneel kan zijn ten opzichte van zijn mogelijke beperkte winstmarge.

**16) Bestaan er voldoende instrumenten om (voor zowel de consument als voor de houder van de capaciteit) de toekomstige kosten en inkomsten te verzekeren? Het risico op volatiliteit van de spotprijzen kan worden afgedekt door middel van forward producten van het type futures of opties:**

**a) Welke *hedging*-producten zouden kunnen worden ontwikkeld op *forward*-markt?**

Zoals in vraag 12 is aangehaald, kunnen investeringen op lange termijn niet gebaseerd worden op wisselvallige prijspieken. Dergelijk prijspieken, en de schaarste die ze signaleren, zijn maatschappelijk niet aanvaardbaar. Forward producten geven de "verwachte" spotprijzen aan, en integreren dus de korte termijn schaarstesignalen. Investeringen die de structurele schaarste wegnemen, zullen dus ook vertaald worden in lagere forward prijzen. Deze hedging-producten, zijn bijgevolg geen oplossing voor het afdekken van investeringsrisico's.

**b) Hoe kan de marktliquiditeit over een termijn van 1, 2 of 3 jaar worden gewaarborgd?**

Dit kan worden verbeterd door het vergroten van de markt. Een eerste stap hiertoe is het integreren van de 'bidding zones' van België en Nederland. Dit zou de omvang van de markt, en bijgevolg de liquiditeit op deze markt, doen toenemen.

**c) Is er behoefte aan producten op langere termijn (4, 5, of zelfs 6 jaar)? Zo ja, hoe kan hiervan de liquiditeit worden gewaarborgd?**

Langere termijn producten zou de markt meer mogelijkheden bieden, maar dit type producten zal principieel geen oplossing kunnen bieden voor de toereikendheid aangezien het geen prikkel kan opleveren die zal leiden tot investeringen.

**17) Welke invloed heeft het huidige vergoedingsmechanisme voor capaciteit (strategische reserve) op de werking van de markt?**

De strategische reserve voor productie-eenheden (SGR) heeft geen invloed op de werking van de markt aangezien het gaat om eenheden die reeds werden aangekondigd voor sluiting en daardoor reeds uit de 'merit order' waren verdwenen.

De strategische reserve voor demand response (SDR) heeft echter wel een impact op de werking van de onbalansmarkt aangezien capaciteit via vraagbeheer die in deze markt wordt aangeboden zal verplaatsen naar de meer lucratieve SDR markt.

Maar met Strategische Reserve is er ten opzichte van andere capaciteitsmechanismes ook geen indirect positief effect op de EOM. Zo heeft een 'market wide' mechanisme dat technologieneutraal is voor zowel bestaande als nieuwe eenheden een positief effect aangezien het voorkomt dat eenheden sluiten en de markt verlaten voordat ze in de Strategische Reserve opgenomen worden. Wanneer eenheden in de markt blijven, zijn er minder prijspieken gezien deze eenheden kunnen worden geactiveerd vanaf hun variabele marginale kost ipv bij 3.000EUR/MWh.

## *3.2. Verbetering van de genomen maatregelen: aanbesteding en strategische reserve*

België heeft recentelijk twee nieuwe mechanismen ontwikkeld om op korte en lange termijn te kunnen voorzien in de behoefte aan capaciteit: de strategische reserve en de aanbesteding.

**18) Is de combinatie van deze twee mechanismen voldoende om de doelstelling inzake de bevoorradingszekerheid te verwezenlijken? Zo neen, licht dan toe waarom niet.**

Neen, de Strategische Reserve zal enkel de eenheden die omwille van economische rentabiliteit sluiten, tijdelijk en buiten de markt, open houden tot hun technische houdbaarheidsdatum. De eenheden die sluiten omwille van technische redenen *('end of life cycle')* kunnen meestal niet opgevangen worden via de Strategische Reserve, gezien de termijn nodig om de noodzakelijke investeringen uit te voeren, meestal langer is dan de periode tussen het contracteren van de Strategische Reserve en het leveren van de dienst. Hierdoor zal het volume in de markt – waar investeringen vandaag uitblijven - samen met het dalend volume in de Strategische Reserve, verder afnemen in de tijd ipv een 'status quo' te realiseren. Het kan tevens niet de bedoeling zijn om te evolueren naar een marktsituatie waar 50% van de conventionele productie capaciteit wordt ingezet – buiten de markt - door de netbeheerder.

Bovendien bieden de Strategische Reserves geen oplossing voor de verwachte structurele tekorten door:

(i) het wegvallen van productiecapaciteit in het buitenland waardoor de beschikbare importcapaciteit van 3.500MW onbenut zal worden bij systeemschaarste in onze buurlanden. Zo verwacht TENNET in een onlangs gepubliceerde studie dat de overcapaciteit tegen 2018 zal verdwenen zijn, wat betreft RTE is dat voor komende winter reeds het geval.

(ii) de geplande 'phase out' van de Belgische nucleaire eenheden tegen 2025, welke nieuwe capaciteiten noodzaken (6.000 MW).

(iii) een stijging in het elektriciteitsverbruik de komende jaren welke door het federaal planbureau werd aangekondigd.

De aanbesteding zoals vandaag voorzien is echter enkel van toepassing op nieuwe eenheden en voor een specifieke technologie. Deze aanpak is bovendien niet neutraal voor elke marktspeler, laat geen buitenlandse productiecapaciteit via de importcapaciteit toe en is waarschijnlijk in tegenstrijd met de Europese *'State aid guidelines' (July 2014)*. De aanbesteding zorgt voor een *'slippery slope effect'* waarbij nieuwe eenheden worden toegevoegd in de markt waardoor de marktparticipatie voor oudere en minder rendabele eenheden nog verder afneemt waardoor deze versneld uit dienst worden genomen. Finaal zal dit effect

zich verder zetten tot als alle eenheden vervangen worden via aanbesteding, allen gebaseerd op dezelfde technologie waardoor er concreet geen bijkomende capaciteit wordt gerealiseerd.

**19) Kan volgens u het aanbestedingsmechanisme als aanvulling op het vergoedingsmechanisme *(voor capaciteit)* bijdragen tot de verwezenlijking van de doelstelling inzake de toereikendheid van de conventionele productie-eenheden?**

**Zo neen, licht dan toe waarom niet en geef aan welke aanpassingen er volgens u zouden moeten plaatsvinden zodat deze doelstelling wel bereikt kan worden.**

Neen, het aanbestedingsmechanisme zoals vermeld in de 3rd energy package is een 'last resort' maatregel, terwijl het opzetten van een doeltreffend marktmechanisme voor capaciteit prioritair dient te gebeuren.

Een capaciteitsmarkt die een marktgebaseerde vergoeding teweeg brengt voor beschikbare capaciteit (productie, opslag en vraagbeheer), met voldoende LT garanties en met een adequaat toereikendheids niveau, maakt een aanbesteding overbodig.

**20) Bent u van mening dat de strategische reserve in zijn huidige staat kan bijdragen tot de verwezenlijking van de doelstelling inzake de bevoorradingszekerheid?**

**Zo neen, licht dan toe waarom niet en geef aan of de strategische reserve volgens u:**

- **moet worden afgeschaft;**
- **moet worden aangepast; en geef daarbij aan welke wijzigingen er zouden moeten plaatsvinden zodat de doelstelling wel bereikt kan worden.**

De Strategische Reserve heeft zijn nut als korte termijn remedie om bepaalde eenheden tijdelijk en buiten de markt, beschikbaar te houden. Echter bewijst de zoektocht naar 3.500MW Strategische Reserve capaciteit in België dat het huidig capaciteitsmechanisme geen oplossing biedt. (Zie vraag 18)

Het *'market-design'* Strategische Reserve veroorzaakt principieel een uithoiling van de vrije markt door alle eenheden in centraal beheer bij de TSO te plaatsen

(buiten de markt), wat principieel indruist tegen de basisprincipes van de liberalisatie van de Europese energiemarkt.

Daarom dient een nieuw *'market-design'* er voor te zorgen dat de nodige capaciteit in de markt gewaarborgd is. Hiervoor dient de piste van Strategische Reserves te worden verlaten en een nieuw duurzaam marktmodel te worden ingevoerd waarbij ook de capaciteit wordt gevaloriseerd.

**21) Welk volume zou de strategische reserve maximaal mogen hebben? Waarom?**

Hiervoor is geen exacte berekening mogelijk maar het feit dat 50% van de Belgische conventionele productiecapaciteit in de Strategische Reserve en dus buiten de markt zou terechtkomen geeft aan dat dit marktdesign niet duurzaam is. Bovendien is er geen signaal van reversibiliteit in de markt aanwezig en zullen deze volumes enkel toenemen. Initieel werd enkel een sporadische activering van de Strategische Reserve beoogd (bvb zoals in Scandinavische landen) terwijl bij de huidige volumes een hoog aantal activeringen – buiten de markt om – verwacht worden.

## *3.3. Het instellen van een ander vergoedingsmechanisme voor capaciteit (CRM) dan de strategische reserve*

***Specifieke afbakening van het op te lossen probleem***

Het beoogde doel kan bereikt worden via: de bevordering van het afschakelbaar vermogen, het behoud van bestaande eenheden in en buiten de markten, de ontwikkeling van nieuwe capaciteiten (zo ja, van welk type: flexibele piekcapaciteit om de back-up van RES-eenheden te garanderen, kapitaalintensievere semi-baseload-capaciteit), het beperken van prijspieken op de elektriciteitsmarkt en het doorvoeren van, aanpassingen gericht op meer overeenstemming met de buurlanden.

**22) Waarom moet een andere CRM dan de strategische reserve in België worden ingevoerd?**

Zie vraag 18 en vraag 20

**23) Welk(e) proble(e)m(en) moet dit mechanisme precies oplossen?**

Een structurele aanpassing van het market-design is noodzakelijk om tot een marktgebaseerde vergoeding te komen, zodanig dat de eenheden noodzakelijk voor de toereikendheid in de energiemarkt blijven. Dit mechanisme moet competitie toelaten tussen bestaande en nieuwe eenheden – ongeacht hun technologie (productie, opslag en vraagbeheer) - en rekening houden met hun beschikbaarheid.

**24) Zijn deze problemen specifiek voor de Belgische markt?**

Neen, dit fenomeen wordt in verschillende Europese markten erkend en vergt een Europese gecoördineerde aanpak.

**25) Moet dit mechanisme het mechanisme van de strategische reserve vervangen of kan het als aanvulling erop dienen?**

Vervangen. Een correct geïmplementeerd en markt gebaseerd mechanisme waarborgt voldoende capaciteit in de markt waardoor Strategische Reserves overbodig worden.

***Noodzakelijkheid van een CRM en timing***

**26) Welke oplossingen zou dit mechanisme kunnen bieden die een verbeterde EOM niet kan bieden en waarom?**

Een EOM in zijn zuiverste vorm zonder opgelegde marktbeperkende maatregelen zal nooit in staat zijn om volgende scenario's duurzaam op te vangen:

- In een EOM zullen geen investeringen plaatsvinden ifv sporadische en onvoorspelbare prijspieken daar dit marktmechanisme geen enkele garantie biedt dat de geïnvesteerde bedragen zullen worden gerecupereerd. Een EOM zal enkel investeringen aantrekken indien de prijspieken structureel van aard zijn, doch dit is maatschappelijk niet aanvaardbaar. Tevens kunnen investeringen het structureel tekort wegwerken waardoor de prijspieken afvlakken met alle gevolgen voor de investeerder. Meer specifiek:
  - Deelname van *productie* eenheden zonder of slechts zeer beperkte variabele marginale kost zullen de marktprijs in de EOM doen dalen. Deze eenheden met een lage variabele marginale kost hebben over

het algemeen een hoge investeringskost welke in principe vergoed wordt via de inframarginale rente. Doch indien deze rente verdwijnt of miniem wordt zal de investeringsappetijt in dergelijke technologieën verdwijnen. Hoe hoger het aandeel productie op basis van eenheden met een lage variabele marginale kost en hoge investeringskost, hoe meer uitgesproken dit fenomeen zal zijn. Een capaciteitsmechanisme biedt voor zulke situatie eveneens een oplossing.

- Bij een verarming aan diversificatie van de technologie zal de *'merit order'* zich relatief binair opstellen. Volgens sommige studies wordt een combinatie van hernieuwbare en aardgas centrales vooruitgeschoven als ideale productie mix. Dit wil zeggen dat je een *'merit order'* verkrijgt die ofwel bijna 0EUR/MWh bedraagt ofwel licht zal variëren rond de kostprijs van bijna allemaal identieke gascentrales. De inframarginale rente voor deze gascentrales zal daardoor beperkt zijn tot de variatie tussen de bijna gelijkaardige gascentrales wat ruim onvoldoende is om aan de investeringsvereisten te voldoen. Een capaciteitsmechanisme biedt voor zulke situatie eveneens een oplossing.

Ondanks deze bemerkingen pleiten we er voor om de EOM verder te verbeteren, ook al zal dit onvoldoende zijn om de bevoorradingszekerheid te waarborgen.

**27) Waarom is er dringend nood aan een nieuw mechanisme?**

De bestaande productie eenheden worden momenteel gesloten, er worden geen nieuwe eenheden gebouwd en de Strategische Reserve is maar een tijdelijke maatregel. Om deze redenen dient er dringend overgegaan te worden tot concrete acties, wetende dat een implementatie van een mechanisme enige tijd zal nemen evenals het aantrekken van investeringen.

Als het huidig markt design wordt aangehouden zal een evenwicht in de markt ontstaan met constante schaarste waardoor klanten niet altijd zullen kunnen beleverd worden. Dit is maatschappelijk niet aanvaardbaar aangezien elektriciteit als een basisbehoefte wordt beschouwd.

Onze buurlanden Frankrijk en Engeland voeren reeds een volwaardige technologie neutrale capaciteitsmarkt in en zullen deze capaciteitsmarkten open stellen voor de buurlanden. Capaciteit in België (productie, opslag en

vraagbeheer) zal ook kunnen deelnemen aan de Franse en Engelse markt. Het is noodzakelijk dat deze mechanismen compatibel zijn om te voorkomen dat dezelfde capaciteit 2 keer in rekening wordt gebracht. De capaciteitsmarkten in onze buurlanden zorgen voor een behoud van de noodzakelijke capaciteit, terwijl de Belgische eenheden verdwijnen wegens gebrek aan het juiste marktdesign, wat een nadelige positie is voor de Belgische industrie waar de elektriciteitsector deel van uitmaakt.

***Overgangskarakter of nieuw concept voor marktwerking***

Het huidige gebrek aan rentabiliteit van de conventionele productiemiddelen heeft verschillende oorzaken: het intermitterend karakter van de hernieuwbare productie, te veel must run-eenheden, hoge gasprijs ten opzichte van de elektriciteitsprijs (als gevolg van de daling van de vraag door de economische crisis, van de lage marginale productiekost van de RES, van de lage steenkoolprijs en van de lage emissiequota).

Sommige van deze factoren houden verband met marktmechanismen (concurrentie gas/steenkool, zwakke vraag en, in zekere mate, lage prijs van de quota), andere resulteren uit interventies op de markt (beleid ter ondersteuning van de RES).

**28) Is het probleem van conjuncturele of structurele aard? Licht toe.**

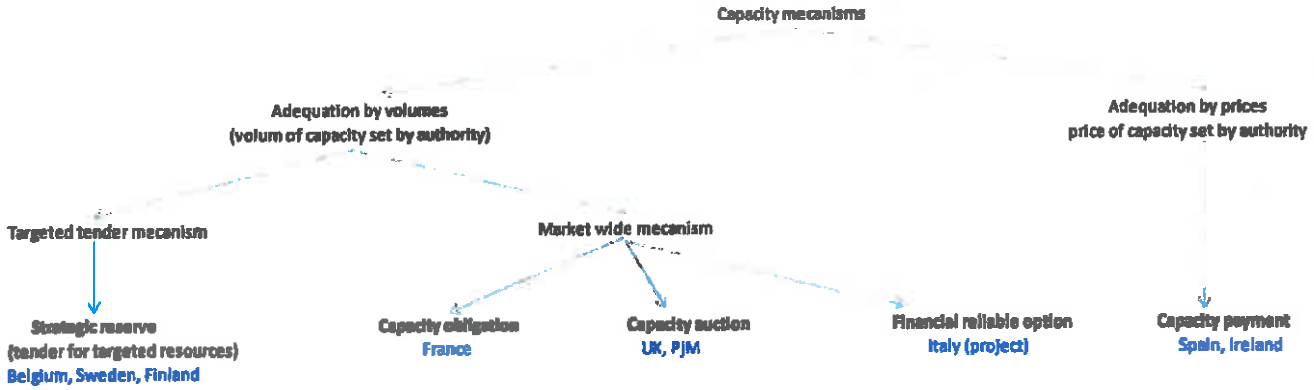
De verschillende scenario's die gegeven zijn in vraag 26 zijn allen van structurele aard en tonen aan dat het huidig marktmodel zijn limieten heeft bereikt.

De productie op basis van eenheden met een lage variabele kost (bv RES) zal nog verder toenemen waardoor piekcentrales meer en meer uit de markt (= merit order) geduwd worden, maar desondanks nodig blijven wanneer er geen zon/wind is om de bevoorrading te verzekeren, in combinatie met vraagbeheer en opslag. De combinatie van (i) de verenging qua diversificatie in productietechnologie met zijn nefaste impact op de inframarginale rente en (ii) de sporadische en onvoorspelbare prijspieken in EOM maken dat er geen investeringen in nieuwe productiecapaciteit plaatsvinden.

***Soorten CRM***

Het volgende schema toont de verschillende soorten CRM

Schema 1: Typologie van vergoedingsmechanismen voor capaciteit




**29) Zou in België de voorkeur moeten worden gegeven aan een mechanisme (zie schema 1):**

- **dat is gebaseerd op prijzen of op volume?**

  Enkel een systeem gebaseerd op volume kan de beoogde toereikendheid efficiënt veiligstellen. Een op prijs gebaseerd systeem geeft een onzekerheid op de gecontracteerde volumes wat kan leiden tot hetzij overcapaciteit (en dus te hoge kosten voor het systeem), hetzij tot te weinig capaciteit (waardoor de beoogde toereikendheid niet bereikt wordt).

- **dat het geheel van de capaciteit betreft of is gericht op een gedeelte ervan?**

  Alle technologieën moeten kunnen deelnemen aan het mechanisme, ook intermitterende productie en vraagbeheer, uiteraard is deelname beperkt tot de beschikbaarheid onder alle weersomstandigheden.

  Eenheden die worden uitgesloten uit het capaciteitsmechanisme op de Belgische markt, kunnen deelnemen aan buitenlandse capaciteitsmarkten waardoor ze niet meer impliciet beschikbaar blijven voor de Belgische markt.

- **dat gecentraliseerd of gedecentraliseerd is?**

  Iedere capaciteitsmarkt heeft een centraal element : namelijk de bepaling en de opvolging van de gewenste hoeveelheid capaciteit om toereikend te zijn wordt centraal (impliciet of expliciet) bepaald. In een centraal model zoals in de UK is dit een expliciet gegeven. In een decentraal model zoals in Frankrijk is dit een "impliciet" gegeven: hier wordt immers enkel vastgelegd hoeveel "capaciteitscertificaten" een leverancier per MW afname moet hebben om aan zijn capaciteitsverplichtingen te voldoen overeenkomstig zijn afname. In dit geval wordt niet "expliciet" de totale hoeveelheid benodigde capaciteit bepaald, maar impliciet is dit wel vastgelegd: bvb als men 1 of 1.2 certificaten per MW afname vereist, dan zal de totale nodige capaciteit in het laatste geval uiteraard hoger zijn, maar de totale nodige capaciteit is niet "expliciet" bekend gemaakt in dit model.

  Beide modellen hebben hun voor en nadelen. Een Centraal model is eenvoudiger qua installatie en kan eenvoudig in haar design een lange termijn garantie geven aan de investeerders. Een decentraal model kan meer mogelijkheden bieden naar innovatie, aangezien elke leverancier zonder tussenkomst van derden dient in te staan voor z'n eigen toereikendheid maar dit systeem is moeilijker op te zetten en het is tevens moeilijker om een lange termijn component te integreren.

**Argumenteer uw keuze.**

**30) Welke van de vijf genoemde systemen is volgens u het meest geschikt om de doelstelling te behalen en waarom?**

Een 'capacity auction' model heeft als voordeel dat het eenvoudiger en sneller te implementeren is dan een decentraal model. Het is bovendien in staat om op een eenvoudige manier lange termijn stabiele garanties te geven aan de markt om zodoende investeringen aan te trekken. Daarbovenop is het eenvoudiger om op te volgen hoeveel van de importcapaciteit wordt benut, voornamelijk vanuit het oogpunt te voorkomen dat deze overschreden worden.

In een 'capacity obligation' model is het moeilijker om lange termijn engagementen te implementeren. Rekening houdend met de onzekerheid dat leveranciers hun klantenportfolio evolueert in de tijd, kan men verwachten dat leveranciers zich slechts volledig zullen indekken zodra hun portfolio gekend is.

Hierdoor is het moeilijk om bvb 5 jaar vooruit te kijken en investeringen aan te trekken die nood hebben aan een zicht op langere termijn (daar afschrijvingentermijnen al snel oplopen tot 20 jaar en meer). Niettemin kan het ook een voordeel zijn in CWE met eenzelfde model te starten in alle landen, omdat dit eenvoudiger is om grensoverschrijdende capaciteit uitwisselingen in een beginfase op punt te zetten met bvb Frankrijk waar al dergelijk decentraal model begonnen is.

Grensoverschrijdende deelname is mogelijk in beide modellen.

**31) Hoe kan de CRM die u voorstelt de eventuele vergissingen verzachten van de voorspelling gemaakt door de instantie verantwoordelijk voor de berekening van de volumes?**

Vergissingen van nodige hoeveelheid capaciteit zijn altijd mogelijk, ongeacht het mechanisme. Zowel bij 'capacity obligation' als bij het 'capacity auction' model maakt een centrale beheerder de inschatting van de noden. We zijn van oordeel dat de overheid het beste zicht heeft op de doelstellingen die men via het beleid wil bereiken, zowel op gebied van hernieuwbare capaciteit als op gebied van conventionele capaciteit, en energie-efficiënte. Verder kan de overheid ook beter inschatten wanneer infrastructuurwerken (zoals bijkomende interconnecties) zullen gerealiseerd worden.

Het is ook aan de overheid om aan te geven welk niveau van bevoorradingszekerheid men wil bereiken, het is immers die doelstelling (bvb LOLE van 3 uur) die de nodige hoeveelheid capaciteit zal bepalen.

Overigens is een CRM een doorlopend proces: over- of onder schattingen kunnen op een dynamische en continue manier bijgestuurd worden.

*Grensoverschrijdende samenwerking*

**32) Moet een CRM in België de directe deelname van buitenlandse capaciteit toestaan?**

**Zo ja, van welke beheerswijze moet dan worden gebruik gemaakt voor de interconnectiecapaciteit?**

Ja, het lijkt ons in een één gemaakte Europese elektriciteitsmarkt waarbij landen van elkaar afhankelijk zijn, economisch efficiënt om buitenlandse eenheden -- beperkt tot de maximale import capaciteit- toe te laten tot het capaciteitsmechanisme om zo bij te dragen aan de Belgische bevoorradingszekerheid.

Het omgekeerde is eveneens van toepassing, ook Belgische centrales moeten kunnen deelnemen aan buitenlandse markten voor capaciteit. Hierdoor blijven ze uiteraard niet meer beschikbaar voor de Belgische markt. (Zie ook vraag 29)

Belangrijk hierbij is dat de vaststelling van de nodige verzekerde capaciteit gezamenlijk door de betrokken landen gebeurt, zodat (binnen de grensbeperkingen) de landen elkaar inderdaad kunnen steunen wanneer nodig.

Binnen het voorstel van Eurelectric dienen beide contracteringen van productie capaciteit expliciet te gebeuren terwijl de grenscapaciteit niet expliciet moet worden gereserveerd. Zo wordt de volledige behoefte van bvb CWE gecontracteerd binnen CWE zonder dat de grenscapaciteiten worden overbelast. De grenscapaciteit blijft beschikbaar voor de markt maar men weet dat een land met meer productie dan eigen noden steeds in staat zal zijn om deze volumes te exporteren en het andere land deze steeds zal kunnen importeren.

**33) Welke invloed zou een CRM in België en een EOM in een aangrenzend land op de energiemarkt hebben?**

Er is geen directe impact, een capaciteitsmarkt heeft geen invloed op de variabele marginale kost van een eenheid. Dus een naburige EOM zal niet op de korte termijn prijzen (Forward 3Y – DAM – CIM – balancing) beïnvloed worden.

Ze hebben wel een indirecte impact vermits de betrokken capaciteit in het systeem blijft en er dus minder prijspieken zullen optreden dan in de EOM.

***Kenmerken van een CRM***

Bent u het eens met de volgende principes? Zo neen, geef dan aan waarom niet en geef (een) alternatief/alternatieven.

Met welke bijkomende principes moet volgens u rekening worden gehouden bij het ontwikkelen van een CRM in België?

- *Performantiecriteria, controle en sancties*

Elke capaciteitsvergoeding moet gekoppeld zijn aan performantiecriteria op het vlak van beschikbaarheid tijdens piekverbruik, flexibiliteit en milieuprestaties, alsook aan een strikte controle en geldboetes in geval van ongerechtvaardigde onbeschikbaarheid of inefficiënt beheer van de capaciteit. De opbrengst van de boetes zou in mindering moeten worden gebracht van de kost van de maatregel.

**34) Aan welke performantiecriteria moet worden voldaan (beschikbaarheid, flexibiliteit, milieuprestaties, kost enz.)?**

Een beschikbaarheidscontrole is een belangrijke hoeksteen in het design van een capaciteitsmarkt. Capaciteit dient immers beschikbaar te zijn op het moment dat deze nodig is. Zo zou men bvb telkens bij een verhoogde marktprijs van 200€/MWh de capaciteit kunnen nagaan op aanwezigheid. Naast een ex-post mechanisme zou ook een ex-ante controlemechanisme of certificatieproces wenselijk zijn om verrassingen te vermijden.

Alle andere aangehaalde elementen worden reeds opgevolgd via bestaande methodes waar geen interferentie mee gewenst is. Voor flexibiliteit bestaat een onbalans markt waar eenheden worden geprikkeld om flexibel te zijn. De

bestaande milieuwetgevingen en decreten leggen reeds alle noodzakelijke normen op qua milieuprestaties. En de variabele activatiekost wordt binnen de EOM geoptimaliseerd. Dankzij de verschillende prikkels van al deze individuele markten verkrijgt men een optimale productiemix die voldoende flexibel is, die voldoende capaciteit voorziet en die kostenefficiënt produceert.

- *Stabiliteit van het mechanisme*

Het mechanisme moet stabiel zijn in de tijd, anders dreigt een hoog reguleringsrisico dat de impact van de maatregel aanzienlijk zal beperken.

**35) Denkt u dat een mechanisme resulterend uit een politieke interventie garantie biedt op voldoende stabiliteit voor het bevorderen van nieuwe investeringen?**

Elke vrije markt opereert binnen een gereguleerd kader, maar de prijsvorming voor het ter beschikking stellen van capaciteit voor een bepaalde periode wordt via een marktmechanisme bepaald. Het is echter wel belangrijk dat het engagement dat wordt aangegaan door de centrale beheerder stabiel en onveranderd blijft gedurende de volledige contractperiode.

- *Openstelling voor nieuwkomers*

Het mechanisme moet een nieuwkomer in staat stellen om nuttig te concurreren en mag de historische spelers niet bevoordelen en zo een bijkomend obstakel opwerpen voor de concurrentie in België.

**36) Welke maatregelen moeten worden genomen binnen het voorgestelde mechanisme om toetredingsbarrières uit te sluiten?**

Er mag geen onderscheid gemaakt worden tussen bestaande en nieuwe capaciteit of tussen nieuwe of bestaande marktspelers. Binnen de capaciteitsmarkt dient er over gewaakt te worden dat alle offertes gelijk en non-discriminatoir behandeld worden.

Een investeerder zal een grotere toetredingsbarrière ervaren tot een EOM met prijspieken en hoge onbalanstarieven (4.500€/MWh) tov een stabiele capaciteitsmarkt.

*Technologische neutraliteit*

Op het vlak van toereikendheid is het type van capaciteit zelf niet bepalend (elk middel voor productie, afschakeling, interconnectie en opslag): bepalend is eerder de kans op de beschikbaarheid ervan in de periodes waar het systeem onder druk staat.

Bij een gelijke kans voor elk daarvan, zou men deze middelen met elkaar moeten laten concurreren om zo de bevoorradingszekerheid tegen een zo laag mogelijke kost te waarborgen.

**37) Wat is uw visie op de interactie tussen de vergoedingsmechanismen voor de RES en de deelname in een CRM?**

Een capaciteitsmarkt waarborgt een toekomst waar grotere volumes hernieuwbare energie kunnen worden geïnstalleerd met een garantie van bevoorradingszekerheid via betrouwbare en aanstuurbare capaciteit (opslag, vraagbeheer of productie).

Voor hernieuwbare productie-eenheden die een bijkomende vergoeding ontvangen uit een capaciteitsmechanisme zal het steunniveau dienen herzien te worden. De verhoogde inkomsten uit de capaciteitsmarkt (in functie van de bijdrage tot de verzekerde capaciteit) dienen in mindering gebracht te worden van de toegekende steun.

Een capaciteitsmechanisme zorgt voor een deel van de inkomsten naast de inkomsten uit de energiemarkt en de potentieel bijkomende RES steunmaatregelen.

**38) Moet nieuwe en bestaande productiecapaciteit op dezelfde manier worden behandeld?**

Ja, geen enkele discriminatie is toegelaten en de concurrentie dient maximaal te werken: alle capaciteit die eenzelfde product aflevert zou op dezelfde manier moeten vergoed worden voor dat product. De notificatieperiode kan echter verschillend zijn voor bvb vraagbeheer die aan een capaciteitsmarkt deelneemt in vergelijking met nieuwbouw productie.

**39) Moet de interconnectiecapaciteit op dezelfde wijze worden beschouwd als de capaciteit voor productie, afschakeling en opslag?**

Neen, interconnectiecapaciteit is een middel om energie (d.m.v. productie, opslag of vraagbeheer) te transporteren maar kan op zichzelf geen energie injecteren. Evenwel, productie capaciteit gecontracteerd in een naburig land kan mee bijdragen tot de toereikendheid van België voor zover er een aantal voorwaarden vervuld zijn. Zie vraag 32.

***Wat moet een CRM vergoeden en op welke termijn?***

Betalen voor een capaciteit komt neer op het kopen van een leveringsoptie op het moment dat men elektriciteit behoeft.

**40) Wat moet een CRM vergoeden: de beschikbaarheid van de capaciteit, de waarschijnlijkheid van de aanwezigheid op het gewenste moment, een optie om de energie in termijnen te leveren? Licht toe.**

Enkel de beschikbaarheid van capaciteit, zie vraag 34

***Evaluatie van de verenigbaarheid met de beheersing van de elektriciteitsprijs***

Bij het creëren van een capaciteitsmarkt moet expliciet de capaciteit worden vergoed en wordt het risico, dat normaal door de investeerder wordt gedragen, gesocialiseerd. Dit kan leiden tot lagere financieringskosten (hoewel dan een politiek risico ontstaat dat gedekt moet worden), maar kan ook leiden tot een situatie waarin beslissingen niet langer worden genomen door de investeerders die de mogelijkheden en risico's van toekomstige inkomsten dragen, maar, op minstens een indirecte wijze, door de overheid. Dat laatste heeft dan intensievere kapitaalinvesteringen dan nodig tot gevolg. Politieke besluitvorming kan invloed hebben op de social welfare die op de markt wordt uitgedrukt door een prijs die de VOLL (= willingness to pay) kan bedragen.

**41) Wat is uw visie op de interacties tussen de energiemarkt en de capaciteitsmarkt met betrekking tot de prijs?**

Er is geen directe impact zoals uitgelegd bij vraag 33. Een capaciteitsmarkt heeft geen invloed op de variabele marginale kost van een eenheid.

Er zullen evenwel, doordat er voldoende capaciteit beschikbaar is, minder schaarstemomenten optreden, waardoor de inkomsten uit de prijspieken zal

verkleinen, deze worden evenwel vervangen door de inkomsten uit de capaciteitsmarkt.

De EOM is gebaseerd op het principe 'paid as cleared' waarbij de duurste geactiveerde capaciteit de marktprijs bepaalt. All geactiveerde eenheden met een lagere marginale kost, krijgen boven hun variabele marginale kost ook een inframarginale rente welke de investeringskost dient te vergoeden. Zoals in deze bevraging ruimschoots uitgelegd is, is deze inframarginale rente onder de huidige marktomstandigheden onvoldoende en zal ze pas voldoende zijn bij structurele schaarste wat maatschappelijk niet aanvaardbaar is. De concurrentie op de capaciteitsmarkt zal zorgen dat de ontvangen inframarginale rente – indien aanwezig - in mindering wordt gebracht in de capaciteitsmarkt.

**42) Welke maatregelen zouden kunnen worden genomen om buitensporige winsten (*windfall profits*) van sommige capaciteitstypen te voorkomen?**

Zoals reeds in vraag 41 toegelicht, zijn er geen *'windfall profits'*. Ofwel haalt een bestaande productie plant een deel van zijn opbrengsten uit de prijspieken ingeval van schaarste, ofwel wordt een deel van de opbrengsten door de capaciteitsmarkt gerealiseerd in een stabiele opbrengst en worden prijspieken vermeden.

Er is in dit verband geen reden om bv nucleaire productie uit de capaciteitsmarkt te weren omdat deze inkomsten uit de capaciteitsmarkt, vervangingsinkomsten zijn uit de energiemarkt waar prijspieken zullen verminderen.

**43) Wat is volgens u het effect van het voorgestelde mechanisme op de factuur van de eindverbruiker? Hoe moeten de kosten worden doorberekend?**

Geheel in lijn met het antwoord op vraag 42: er zijn geen meerkosten tussen (i) een EOM markt waar investeringen worden verkregen dmv schaarste en (ii) een combinatie van EOM met een capaciteitsmarkt. Als we eveneens rekening houden met de economische en maatschappelijke impact van energieschaarste kan men stellen dat deze enkel voorkomen in de zuivere EOM.

Het doorrekenen van de capaciteitswaarde zou via een bijdrage Openbare Dienst Verplichting (ODV) kunnen verlopen in EUR/MWh. Deze bijdrage kan opgenomen worden in het nettarief of transparant aangerekend worden aan de eindklant ofwel via de leverancier ifv z'n afgenomen piekcapaciteit die vervolgens

aan de klanten zal worden doorgerekend. De supplier kan dit gebruiken als een prikkel voor z'n klanten om hun piekafname te beperken.

***Evaluatie van de verenigbaarheid met de milieudoelstellingen***

**44) In hoeverre kan het voorgestelde mechanisme garanderen dat de milieudoelstellingen worden behaald?**

De bedoeling van een capaciteitsmarkt is enkel "capaciteit" beschikbaar te hebben wanneer die nodig is. Milieudoelstellingen kunnen met deze markt niet bereikt worden. Het Europese emissierechten systeem (CO2 handel) moet de investeerders prikkels geven om CO2 uitstoot te beperken. Investeerders moeten ook alle andere vastgelegde milieuvereisten in de desbetreffende wetgevingen respecteren. Deze vereisten drukken zich uit in een kostprijs van een nieuwe investering, de investeerder zal die kostprijs moeten terugverdienen enerzijds met zijn winsten uit de energiemarkt of onbalansmarkt en anderzijds uit de capaciteitsmarkt. Indien een bepaalde investering dus een lagere CO2 kost heeft, dan zal deze investering via the ETS mechanisme concurrentiëler zijn in de markt. De bestaande instrumenten moeten dus volstaan om de nodige prikkels te geven.

Ook hernieuwbare energiebronnen kunnen enerzijds uit de specifieke steunmechanismen, uit de energie- en onbalansmarkten maar ook uit de capaciteitsmarkten inkomsten vergaren. Voor het capaciteitsgedeelte zal dat enkel kunnen voor het gedeelte dat men "zeker" (firm) kan aanbieden.

***Overgangsmaatregelen***

**45) Zijn in afwachting van de eventuele invoering van een CRM overgangsmaatregelen nodig? Zo ja, welke?**

De capaciteitsmarkt start best bij het beëindigen van de huidige contracten voor Strategische Reserves.

***Alternatieve oplossingen***

46) Hebt u andere ideeën of suggesties?

# ELIA SYSTEM OPERATOR

Enkel beschikbaar in het Nederlands / Seulement disponible en Néerlandais

Bijdrage Elia aan de openbare raadpleging van de CREG inzake de maatregelen die moeten worden genomen om de toereikendheid van conventionele productiemiddelen van elektriciteit in België te waarborgen

**Algemeen**

De afgelopen maanden en jaren staat de bevoorradingszekerheidsproblematiek centraal in België. Het heeft de publieke autoriteiten ertoe geleid om onder andere de nucleaire uitstapkalender te herbekijken, een tender voor nieuwe capaciteit op te stellen en een mechanisme van strategische reserves te installeren. Dit laatste heeft de taken en verantwoordelijkheden van Elia System Operator (hierna "Elia") als transmissienetbeheerder reeds significant doen toenemen. Bovenop deze nieuwe taken heeft Elia vanuit diens rol als marktfacilitator reeds enige denkoefeningen uitgevoerd over mogelijke aanpassingen aan het huidige marktmodel in het kader van bevoorradingszekerheid en best practices van CRM-mechanismen. Het is vanuit dit opzicht dat de bijdrage van Elia dient geapprecieerd te worden, waarbij additionele vragen en aandachtspunten aangehaald worden. Elia staat bovendien ter beschikking voor de publieke autoriteiten voor verdere toelichting bij deze bijdrage, alvorens aanbevelingen geformuleerd worden.

De structuur van deze bijdrage volgt deze van de door de CREG opgestelde vragenlijst. Op de vragen van hoofdstuk 2 *"Mogelijke maatregelen op het gebied van kostenvermindering"*, wordt niet ingegaan. Elia neemt de vrijheid om desgevallend per blok van vragen te antwoorden, eerder dan specifiek per vraag een antwoord te formuleren. Tenslotte wordt opgemerkt dat de scope van de bevraging enkel gericht is op conventionele productie-middelen, waardoor onder andere vraagsturing en hernieuwbare energiebronnen eerder buiten beschouwing blijven. Dit lijken toch belangrijke elementen om mee te nemen in het debat en worden dus op verschillende plaatsten aangehaald in deze bijdrage.

De bijdrage van Elia op deze raadpleging dient niet als vertrouwelijk beschouwd te worden.

**Disclaimer:** Deze nota dient als een vrijwillige, niet bindende bijdrage beschouwd te worden aan de consultatie inzake de maatregelen die moeten worden genomen om de toereikendheid van conventionele productiemiddelen van elektriciteit in België te waarborgen. Elia heeft geen wettelijke verantwoordelijkheid voor de toereikendheid, maar brengt deze bijdrage aan het debat vanuit de rol van expert en facilitator op dit vlak die voortspruit uit het regeerakkoord.

## 1. Afbakening en kwantificering van het probleem

***1) Welke geografische zone is volgens u relevant voor een analyse omtrent de capaciteitsbehoefte?***

Voor een analyse moet op zijn minst België en diens buurlanden meegenomen worden. Het is belangrijk dat hiervoor betrouwbare en voldoende gedetailleerde data voorhanden zijn. De landen die op hun beurt een grote impact hebben op de buurlanden van België worden idealiter ook in detail meegenomen in de analyse. Voor de overige landen kan een inschatting gemaakt worden.

Initiatieven zoals een regionale generation adequacy studie binnen het pentalateral energy forum of een uitbreiding van de ENTSO-E methodologie voor het evalueren van de bevoorradingszekerheid naar het Europese niveau[1], benadrukken dat dergelijke analyses niet langer op nationaal niveau bekeken kunnen worden.

Het meenemen van een geografische zone die verder gaat dan de landsgrenzen impliceert dat er internationale engagementen zijn over het vermogen van het productiepark in verhouding tot de verbruikspieken in de verschillende landen. Aan deze voorwaarde is op vandaag niet voldaan. Elia wijst op de risico's die het gebruik van een importhypothese voor een significant vermogen zonder dergelijke engagementen met zich meebrengt.

***2) Is er momenteel sprake van een probleem betreffende de toereikendheid (rekening houdend met de strategische reserve)? Zo neen, op welke termijn verwacht u dat een dergelijk probleem zou kunnen ontstaan? Zo ja, wat is volgens u de omvang van het probleem?***

Een probleem inzake toereikendheid kan vele oorzaken hebben, met name:

- De sluiting van "niet-intermittente" productiecentrales, dewelke uit de markt geduwd worden door o.a. de lage marginale productiekosten van hernieuwbare energieproductie.
- De afwezigheid van nieuwe investeringen in niet-intermittente productie-centrales, in het bijzonder van productie dewelke aangewend kan worden op de piekmomenten.
- Een onstabiel wettelijk en regulatoir kader en in het bijzonder de permanente onzekerheid over de planning van de nucleaire uitstap.
- Het gebrek aan internationale overeenstemming en samenwerking inzake
    - De gewenste energiemix
    - De Europese elektriciteitsbevoorradingszekerheid

Bovendien wijst enkel het feit dat er een mechanisme van strategische reserves bestaat in België, reeds op een mogelijk probleem betreffende de toereikendheid. Dit probleem stelt zich nog meer, wetende dat de strategische reserve grotendeels is samengesteld uit centrales die uit de markt zijn getreden en aangewend moeten worden indien de centrales in de markt onvoldoende blijken om tegemoet te komen aan de vraag. Dit probleem lijkt zich naar de toekomst enkel maar manifester te stellen, daar de analyses een stijgende tendens vertonen inzake het benodigde volume aan strategische reserves.

De nood aan strategische reserves voor België, die dus een graadmeter is voor de grootte van het probleem, hangt in grote mate af van de beschikbaarheid van het nucleaire productiepark. In het

[1] Scenario Outlook & Adequacy Forecasts (SO & AF) analyses

geval dat Doel 3 en Tihange 2 niet beschikbaar zouden zijn voor de winter 2015/2016, dan is er (rekening houdend met de verwachte te contracteren volumes aan strategische reserves) met bijna zekerheid een probleem om het wettelijk voorziene risicoprofiel van 3h LOLE in gemiddelde winters en 20h LOLE in P95 te respecteren. Het volume aan strategische reserves waarvoor Elia een instructie heeft ontvangen om een aanbesteding te lanceren, is voor deze situatie 2750MW bovenop de reeds gecontracteerde 750MW. De kans is reëel dat het vereiste volume niet zal gevonden worden (hetgeen reeds voorgevallen is voor de winter 2014/2015).

Het volume aan strategische reserves dat effectief gecontracteerd zal worden, zal het probleem reduceren, maar niet volledig uitsluiten. De exacte omvang van het probleem zal afhangen van heel wat variabelen, met name: klimatologische parameters, evolutie van de vraag, reactie van de markt bij een oproep van overheden om het verbruik te beperken of op de onevenwichtsprijzen, beschikbare importcapaciteit, etc.

Indien Doel 3 en Tihange 2 wel beschikbaar zouden zijn voor de winterperiode 2015-2016, dan lijkt het meer waarschijnlijk dat het benodigde volume aan strategische reserves (advies DG energie: 700MW extra) aangeboden wordt tijdens de aanbesteding, waardoor er minder tot geen problemen verwacht kunnen worden voor de winter 2015/2016.

Voor de winter 2016/2017 wordt enerzijds een toename van de importcapaciteit via de noordgrens verwacht in vergelijking met de winter 2015/2016, maar anderzijds zal dit gunstig effect afgezwakt worden door verwachte bijkomende sluitingen van productiecapaciteit in de zomer van 2016 in België en een algemene tendens tot vermindering van de reservecapaciteiten in de buurlanden, waarvoor nog geen voldoende gedetailleerde gegevens beschikbaar zijn.

***3) Wat is de aard (of wat zal de aard zijn) van het toereikendheidsprobleem (gebrek aan flexibiliteit, gebrek aan basiscapaciteit, piekcapaciteit enz.)?***

Op korte termijn is het probleem voornamelijk een probleem van piekcapaciteit. Echter, in een situatie met bijkomende sluitingen kan er zich ook een tekort aan basiscapaciteit manifesteren en is er meer nood aan flexibele capaciteit (cf. infra vraag 6).

Het gebrek aan piekcapaciteit en de toekomstige nood aan flexibiliteit vormen uitdagingen waarvoor verschillende oplossingen dienen uitgewerkt te worden (cf. infra stuk 3.3).

***4) Wat is uw verklaring voor het feit dat de marktprijzen niet significant gestegen zijn ondanks de aankondiging van de behoefte aan een strategische reserve van 3.500 MW voor aanstaande winter?***

Elia kan zich niet uitspreken over de dynamiek van marktprijzen, maar wenst toch enkele elementen aan te brengen voor deze vraag. Vooreerst, voor zover de marktprijzen de verwachting zouden uitdrukken voor een *statistisch verwachte, dus gemiddelde winter*, worden de volumes aan strategische reserves (ook) *bepaald door de 20h LOLE limiet voor een uitzonderlijk strenge winter.* Hiermee is het verband tussen volume aan strategische reserve en marktprijs reeds principieel doorbroken.

Ten tweede, valt te noteren dat het CWE elektrisch systeem extreem gevoelig is aan lage temperaturen, niet alleen door de speciale karakteristieken van het Franse park, maar ook door de flowproblematiek bij deze lage temperaturen, waarbij het Nederlandse park reserve levert aan het geheel van de buurlanden, waarvoor het net niet voorzien is, voornamelijk door overbelastingen op

de Belgisch-Nederlandse grens. Uiteraard houden de forward prijzen geen rekening met dergelijke extreme koudegolven (maar is de basis veeleer de gemiddelde verwachte temperaturen), terwijl de wettelijke regeling voor de strategische reserves dit wel oplegt voor de volumebepaling.

Het aantal uren inzet van de strategische reserves zou beperkt kunnen zijn in functie van de precieze marktreactie op een aankondiging tot mogelijk tekort. Deze vraagrespons wordt actueel nog niet in de berekeningen van Elia opgenomen wegens gebrek aan ervaring tot kwantificatie van deze parameter. Ook dit kan dus bijdragen tot de ontkoppeling tussen het volume aan strategische reserves en de forward marktprijs.

***5) Welke markttoetredingsbarrières ziet u voor nieuwe capaciteit (productie met inbegrip van noodgroepen/afschakelbaar vermogen/opslag) voor zowel in het transmissienet als in het distributienet?***

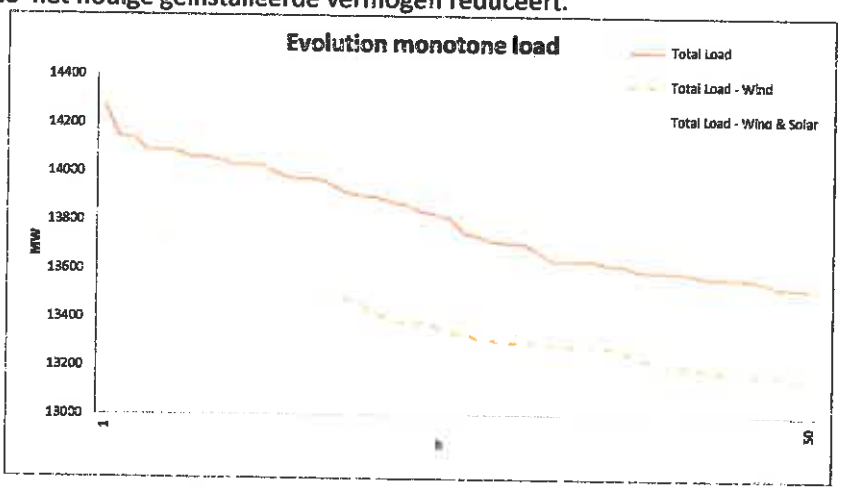
Elia spreekt zich niet uit over de toetredingsbarrières voor productie- of opslagmiddelen, maar ziet als belangrijkste barrière voor nieuwe capaciteit in het transmissienet de lange doorlooptijd voor de realisatie van nieuwe projecten door publieke weerstand en vergunningstrajecten.

***6) In hoeverre kunnen hernieuwbare energiebronnen (in het bijzonder windenergie) de bevoorradingszekerheid verbeteren?***

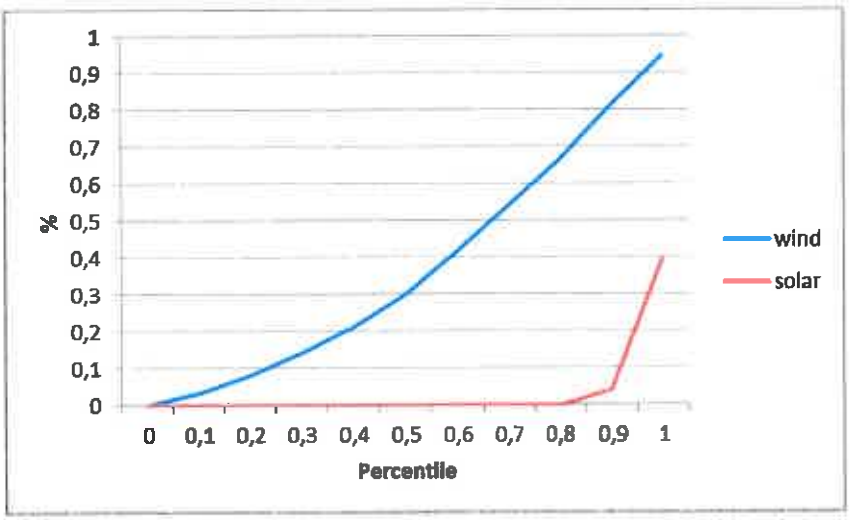
Windenergie heeft een positieve invloed op de bevoorradingszekerheid, maar niet in dezelfde mate als een thermische of nucleaire eenheid. Door het volatiele karakter kan er niet vanuit gegaan worden dat op 100% van de windenergie gerekend kan worden op het moment van de piek, dewelke bepalend is voor de bevoorradingszekerheid.

Echter, door het toenemend geïnstalleerd vermogen van hernieuwbare energiebronnen is er eerder een nood aan meer flexibele eenheden voor het middenlastsegment dan aan bijkomende basiscapaciteit. Flexibiliteit is meer en meer noodzakelijk om het intermitterende karakter van deze energiebronnen en de stijging van de vraag naar de avondpiek op te vangen. Immers de daling van zonneproductie in de late namiddag zal zorgen voor een sterkere stijging van de residuele vraag die afgedekt dient te worden door flexibele eenheden ("Duckcurve").

Onderstaande grafiek geeft de invloed weer van wind (1800MW) en zon (2800MW) op de monotone belastingscurve (eerste 50h) voor een willekeurig wind en zon jaar. Hieruit blijkt dat wind het aantal uren inzet van de piekcentrales (of uren inzet van vraagflexibiliteit) sterk reduceert, maar in zeer beperkte mate het nodige geïnstalleerde vermogen reduceert.



Volgende grafiek geeft een inschatting van de beschikbaarheid van de geïnstalleerde wind- en zonnecapaciteit op een piekuur (18:00-19:00) op basis van 14 jaar data voor wind en zon in België. Het beschikbaarheidspercentage gaat dus voor wind van 0 tot 95% en voor zon van 0 tot 40% (percentage > 0 komt voornamelijk voor in maart), maar het gemiddelde (0,5 percentile) ligt echter respectievelijk op 30% en 0% beschikbaarheid.




In een context van strategische reserves is het besluit dus dat de hernieuwbare bronnen een zeer beperkte invloed hebben op het totaal benodigde volume aan strategische reserves, maar terzelfdertijd leiden tot een sterke vermindering van het aantal uren inzet van deze reserves.

## 3. Mogelijke maatregelen op het gebied van inkomstenverhoging

### 3.1 Maatregelen voor de verbetering van de elektriciteitsmarkts (Energy Only Market, "EOM")

De volgende maatregelen kunnen overwogen worden ter verbetering van de elektriciteitsmarkten:

- Deelname HEB: Elia wenst zich uitdrukkelijk niet uit te spreken over het niveau van de ondersteuning voor hernieuwbare energiebronnen (HEB). Wat betreft de structuur van deze mechanismen, stelt Elia echter vast dat vanuit diverse autoriteiten en stakeholders stemmen opgaan voor een structurele hervorming van (althans een deel van ) de steunmechanismen, gericht op een meer actieve deelneming van de hernieuwbare energiebronnen aan de elektriciteitsmarkten, zowel in day ahead, intraday en balancing. Als voorbeeld verwijzen wij naar de EU Environmental and Energy Aid Guidelines (EEAG)[2] of de EU Communicatie "making the most of public intervention"[3]. Elia steunt de evolutie in deze richting, opdat hernieuwbare energie in de toekomst een belangrijke rol zou kunnen spelen in het leveren van flexibiliteit voor de elektriciteitsmarkt.
- 15 minuten producten: De invoering van kwartierproducten op elektriciteitsmarkten zou moeten leiden tot een betere valorisatie van capaciteit en flexibiliteit. Echter een dergelijke implementatie is enkel mogelijk in coördinatie met de buurlanden.
- Verbetering van de liquiditeit op intradaymarkten door cross-border koppeling in een geharmoniseerd systeem.
- Herevaluatie van de caps op de groothandelsmarkt: wijzigingen hieraan dienen voorafgegaan worden met een debat en keuzes inzake de maatschappelijke aanvaardbaarheid van prijspieken (cf. infra) en zijn enkel mogelijk in het kader van internationale afspraken.

**Bovenstaande punten kunnen volgens Elia zorgen voor een verbetering van de energiemarkt. Indien deze echter als onvoldoende of maatschappelijk onhaalbaar beschouwd worden, dan acht Elia het aangewezen om de discussie voor een structurele oplossing van het capaciteitsprobleem in België op korte termijn aan te vatten.**

Bovendien geeft Elia nog enkele elementen mee van het huidige marktmodel dewelke in het kader van deze bevraging nuttig lijken met het perspectief op het te voeren debat. In het bijzonder werd door de invoering van de strategische reserve nieuwe maatregelen genomen om de markt te stimuleren:

- Het onevenwichtstarief wordt verhoogd naar 4500 €/MWh in geval van activering van strategische reserves bij een structureel tekort, bevestigd door een "real time" indicator.
- Strategische reserves worden door een economische trigger[4] slechts geactiveerd indien de Belpex Day ahead niet kan clearen en dus indien de markt reeds een prijsniveau haalt van 3000 €/MWh;

---

[2] http://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/PDF/?uri=CELEX:52014XC0628(01)&from=EN

[3] http://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/com_2013_public_intervention_en.pdf

[4] Behoudens de economische trigger, bestaat er ook een technische trigger, meer info zie: http://www.elia.be/nl/grid-data/Strategische-Reserve/Gebruikershandleiding

Deze twee design kenmerken van de strategische reserves zijn essentieel voor het naast elkaar bestaan van een goed werkende groothandelsmarkt in combinatie met het mechanisme van strategische reserves en leiden tot twee opmerkingen.

Ten eerste laat het huidige marktmodel sterke prijssignalen toe in de day ahead en intraday markten, hoewel de frequentie ervan eerder beperkt is voorgekomen in het verleden. **De maatschappelijke aanvaardbaarheid van een mogelijke verhoogde frequentie van prijspieken dient vooreerst besproken te worden** (aangezien de kans hiervoor groter is geworden met meer centrales uit de markt). **Dit is namelijk fundamenteel voor de te maken keuzes inzake een verbeterde werking van de energy-only markt + strategische reserve, of het installeren van een capaciteitsmarkt.** De reflecties die Elia hier wenst mee te geven is dat enerzijds sterke prijsstimulansen belangrijk zijn op de korte en middellange termijn opdat de marktpartijen het gepaste gedrag zouden aannemen om situaties van schaarste te voorkomen en op de lange termijn voor het nemen van investeringsbeslissingen inzake flexibiliteit. Anderzijds, hebben de sterke prijspieken in het verleden steeds tot een reactie van de marktpartijen geleid om maatregelen te nemen om dergelijke hoge prijzen in de toekomst te vermijden.

Het valt te verwachten dat het huidige marktmodel, gebaseerd op een vrije groothandelsmarkt in combinatie met strategische reserves buiten de markt, gepaard zal gaan met frequente prijspieken. Dit zou minder het geval zijn bij een marktgebaseerd capaciteitsmechanisme (cf. infra). Tenslotte moet men zich de vraag stellen welk mechanisme het best zal leiden tot het aantrekken van nieuwe investeringen en het in de markt houden van bestaande flexibiliteit (verwachte prijspieken of stabiel kader voor opbrengsten gedurende meerdere jaren).

Een tweede punt betreft de **correcte prijssignalen via de onevenwichtstarieven,** dewelke gepast lijken voor een goede functionering van de evenwichts-, intraday, day ahead en forward markten. De afgelopen jaren heeft Elia daarom - in overleg met de CREG - belangrijke inspanningen geleverd om deze stimulansen te verbeteren. Dit heeft gezorgd voor een significante verbetering van het gedrag van de evenwichtsverantwoordelijken.

**Elia is van mening dat de huidige stimulansen die gegeven worden door de onevenwichtstarieven naar de marktpartijen adequaat fungeren.** Bovendien is er voldoende flexibiliteit in de onevenwichtstariefstructuur ingebouwd om bijkomende interventie mogelijk te maken, mocht dit noodzakelijk blijken.

### 3.2 Verbetering van de genomen maatregelen: aanbesteding en strategische reserve

De vorige regering heeft inderdaad maatregelen genomen om de bevoorradingszekerheid van het land te waarborgen. Enerzijds is echter de aanbesteding voor nieuwe capaciteit (nog) niet afgerond en bestaat de kans dat deze niet gefinaliseerd zal worden en anderzijds is de volume-nood aan strategische reserve, ten gevolge van voornamelijk de nucleaire uitstap en de sluitingsprogramma's van de thermische productiecentrales, dermate hoog dat de goede werking van de elektriciteitsmarkt in vraag gesteld kan worden. **Een evaluatie van de geïnstalleerde mechanismen lijkt dus aangewezen.**

In een dergelijke evaluatie-oefening dienen vooreerst twee reflecties in rekening gebracht te worden. Enerzijds **de vicieuze cirkel** die gecreëerd wordt door eender welk ondersteuningsbeleid voor nieuwe productiecapaciteit. Een ondersteuningsbeleid kan er inderdaad toe bijdragen dat het objectief van nieuwe capaciteit bereikt wordt dankzij de voorziene stimulans. Het is namelijk zo dat aan de huidige marktcondities er inderdaad weinig tot geen additionele conventionele nieuwe productiecapaciteit wordt ontwikkeld op de markt. Deze condities vormen een uitdaging voor de huidige centrales om in de markt te blijven, laat staan om nieuwe centrales te bouwen. Aankondigingen of het uitzicht op een ondersteuning zal echter tot initieel gevolg hebben dat er zich zeker **geen vrijwillige investeringen zullen manifesteren, tot er duidelijkheid is over het kader en de voorwaarden**. Op de korte termijn, zullen deze discussies en overwegingen voor potentiele ondersteuning dus enkel leiden tot het uitstellen van projectrealisatie.

Anderzijds, indien nieuwe en ondersteunde capaciteit effectief ontwikkeld worden, met inbegrip van een ondersteuningsregime, zal deze gezien het merit-order effect er vermoedelijk enkel toe leiden dat andere, reeds **bestaande capaciteit (zonder het ondersteuningsregime) uit de markt geprijsd worden**. Dit laatste is nog meer het geval, indien er een vangnet voorhanden is voor deze capaciteit, bijvoorbeeld zoals het huidige mechanisme van strategische reserves.

Actueel is de verplichte deelname aan het mechanisme van strategische reserves voor productie-centrales gelinkt aan **de verplichte aankondiging tot uitdienstname van de centrales conform art.4bis van de elektriciteitswet**. Er wordt opgemerkt dat dit kader niet verder in detail is uitgewerkt zoals de wet voorziet: *" § 2. Na advies van de commissie en van de netbeheerder kan de Koning de mededelingsprocedure bedoeld in § 1 vaststellen, met name wat de vorm en de modaliteiten van de mededeling betreft."*. Het lijkt aangewezen om in een oefening van evaluatie en desgevallend modificatie van de huidige mechanismen te bekijken in welke mate hieraan uitvoering kan gegeven worden en welke implicaties/verbeteringen dit kan inhouden.

Het huidige mechanisme van strategische reserves heeft desalniettemin ervoor gezorgd dat de productie-centrales te Seraing en Vilvoorde nog opgeroepen kunnen worden tijdens de winterperiode en heeft tot 100MW additionele demand side management gemobiliseerd (additioneel, aangezien ongeveer een zelfde volume voor de andere DSM-producten werd aangeboden in de andere aanbestedingen). De mogelijkheid van een tijdelijke sluiting (dient deze mogelijkheid behouden te blijven?) en de huidige marktcondities hebben echter bijgedragen aan de intenties tot sluiting van een aantal productie-centrales. Dit, in combinatie met de nucleaire uitstap en zonder compensatie van nieuwe conventionele productie-middelen waarop ex-ante gerekend kan worden in het kader van de bevoorradingszekerheid, heeft er onder andere toe geleid dat er een **groot volume aan strategische reserve nodig is om de wettelijke standaarden van LOLE te**

respecteren (dewelke hier niet in twijfel getrokken worden en dus verondersteld van toepassing te blijven in de toekomst).

Elia heeft steeds in de analyse van het benodigde volume aan strategische reserve, conform de vigerende wettelijke bepalingen inzake LOLE, meegegeven dat **het huidige design van het mechanisme niet geschikt lijkt wanneer het volume aan strategische reserve een dergelijke omvang aanneemt, dat deze is samengesteld uit een significant deel van het productiepark.** Dit heeft namelijk een grote impact op de marktwerking en de rol van Elia als transmissienetbeheerder. Bovendien leidt een dergelijke situatie **niet tot de beoogde in concurrentiestelling van de aanbesteding van strategische reserves**.

Wat betreft de vraag over het maximaal volume aan strategische reserves dat als aanvaardbaar kan beschouwd worden, dient opgemerkt te worden dat het antwoord op deze vraag niet los kan gezien worden van het aantal uren inzet van deze reserve. De pertinente vragen in dit verband zijn: hoeveel uren inzet worden verwacht en wat is het maximaal aantal uren dat aanvaardbaar is voor de marktwerking. Het antwoord op de eerste vraag hangt af van de steilheid van de monotone verbruikscurve (steilheid die toeneemt door de ontwikkeling van wind en zon – cfr. grafiek bij punt 6) en van de invoermogelijkheden rond de kritieke piekuren. De grafiek bij punt 6 suggereert dat 1200MW strategische reserve minder dan 50h ingezet zou worden in het huidig park, zonder rekening te houden met bijkomende marktreactie (vermindering van behoefte) en zonder rekening te houden met verminderde beschikbaarheid van importenergie op de kritieke winterpieken (verhoging van de behoefte).

Tenslotte wordt onderlijnd dat het mechanisme van strategische reserve ontwikkeld werd om capaciteit te behouden, eerder dan nieuwe capaciteit aan te trekken. Bovendien kunnen de strategische reserves enkel opgeroepen worden tijdens een periode van vijf wintermaanden en dragen deze dus niet bij tot de adequaatheid van het systeem in zijn geheel. Nieuwe capaciteit aantrekken is daarentegen wel een doelstelling van een CRM-mechanisme (bovenop het terug in de markt brengen van bestaande capaciteit die uit de markt is getreden), en is uiteraard niet beperkt tot een winterperiode. Concluderend kan men dus stellen dat met de vooruitzichten en analyses van de bevoorradingszekerheid van het land enerzijds, en rekening houdend met de noodzakelijke tijd voor de ontwikkeling van enig CRM-mechanisme anderzijds, het aangewezen lijkt om **op korte termijn en met alle betrokken instanties het debat aan te gaan welk marktmodel best tegemoet komt aan de bevoorradingszekerheidsproblematiek in België.**

## 3.3 Het instellen van een ander vergoedingsmechanisme voor capaciteit (CRM) dan de strategische reserve

De vraag of België nood heeft aan een CRM-mechanisme hangt af van het feit of het huidige marktdesign er wel of niet voldoende in slaagt om een afdoende vergoeding te voorzien voor capaciteit[5] die bijdraagt tot de bevoorradingszekerheid. Deze vraag werd reeds uitgebreid besproken in de eerste delen van deze bijdrage. In dit deel wordt, voor het geval geoordeeld wordt dat een CRM voor België gewenst is, enkele principes gesuggereerd en toegelicht die in rekening gebracht kunnen worden in het debat voor een CRM-mechanisme voor de Belgische markt.

### 1.1 Afbakening

Een CRM moet als doel hebben om **een lange termijn adequate bevoorradingszekerheid te garanderen in een voor marktpartijen en investeerders geloofwaardig en duurzaam kader**.

Dit betekent meer concreet dat:

- Een CRM moet toelaten dat efficiënte, bestaande eenheden **'in de markt' kunnen blijven** als dit techno-economisch optimaal is. Dit betekent dat zij beschouwd over de hele economische levensduur van de investering in staat moeten zijn om hun variabele en vaste kosten op afdoende wijzen te dekken.
- Een CRM moet toelaten dat nieuwe investeringen een geloofwaardig, stabiel en afdoend economisch kader hebben zodat zij tijdig kunnen gerealiseerd worden wanneer anders een niet-adequate situatie in de toekomst zou optreden.
- Een CRM moet de nodige investeringen in demand side management ondersteunen en aldus de deelname van demand side management op de korte termijn energiemarkten stimuleren.

Vergeleken met de huidige situatie – gekenmerkt door een mechanisme van strategische reserve en een tender voor nieuwe productie-eenheden – kan een CRM toelaten dat:

- Capaciteit die (tijdelijk) 'buiten de markt' is geplaatst terug 'in de markt' gebracht kan worden, en zo kan bijdragen aan een goede marktwerking, zonder overdreven steun te ontvangen en zonder de markt op korte (merit order) en lange (investeringen) termijn te verstoren.
- Alle capaciteit (aan productie- en vraagzijde) die een bijdrage levert aan de bevoorradingszekerheid hier een billijke, marktgebaseerde vergoeding voor ontvangt. Op die manier kan een CRM bijdragen tot het vermijden van een *slippery slope* effect.

Een CRM kan bovendien toelaten om de huidige verschillende initiatieven ter ondersteuning van bevoorradingszekerheid te integreren in één enkel mechanisme. **Zo kan een CRM uitgedacht worden dat zowel strategische reserves vervangt als de tender voor nieuwe eenheden integreert en geconcipieerd worden als een noodzakelijke aanvulling van het marktdesign.**

[5] 'Capaciteit' is hier een generisch begrip dat technologieneutraal is en zowel productiecapaciteit, initiatieven aan de vraagzijde, opslagcapaciteit, e.d. kan omvatten.

Het invoeren van een CRM als complement van de energiemarkt betekent geenszins dat initiatieven ter verbetering van de werking van de energiemarkt niet meer nodig zijn. In tegendeel, **een perfect functionerende energiemarkt blijft een cruciale hoeksteen van het globale marktdesign**. Zo blijft de energiemarkt bijvoorbeeld belangrijk voor het optimaal en kosten-efficiënt inzetten van eenheden op korte termijn (merit order) en genereert de energiemarkt vanzelfsprekend een belangrijke inkomstenstroom voor alle geïnstalleerde capaciteit. Kortom, een goede energiemarkt laat ook toe om over alle markten (energie, CRM, balancing, ondersteunende diensten, etc.) heen tot een kostenefficiënte uitkomst te komen.

Verder is het uiteraard cruciaal dat een lange termijn visie op de energiemix en een stabiel investeringskader aanwezig zijn. De onzekerheden die voortvloeien uit het gebrek aan deze elementen ondergraven de effectiviteit van elke marktgebaseerde oplossing.

Een CRM mag daarom ook niet beschouwd worden als een conjuncturele noodzaak. Conjunctuur-effecten vertalen zich in de verschillende inkomstenstromen die capaciteit heeft of kan hebben, maar het is enkel het totaalpakket dat kan leiden tot een adequate bevoorradingszekerheid. In een CRM is het bovendien mogelijk dat de prijs gelijk wordt aan nul, hetgeen zou duiden op een adequate situatie, maar hetgeen niet betekent dat een CRM overbodig is geworden op langere termijn. De situatie kan terug veranderen en een CRM biedt dan een bijkomende garantie dat de markt tijdig de nodige prikkels zal ervaren. Op deze manier draagt een CRM ook positief bij tot het beperken van de volatiliteit van de prijzen op de energiemarkt. Zonder een CRM is deze volatiliteit noodzakelijk om via prijspieken investeringssignalen te geven. Aangezien een CRM tijdig kan zorgen voor een adequate situatie en dus schaarste in de (korte termijn) energiemarkt kan beperken, beperkt het ook de nood aan, en het bereiken van, prijspieken in deze markt. Deze impliciete interactie tussen een CRM en de energiemarkt lijkt daarom zeker wenselijk. Dit impliceert dat het debat rond een mogelijk CRM-mechanisme relevant blijft, ondanks eventuele wijzigingen in de nucleaire beschikbaarheid en het te contracteren volume aan strategische reserves.

## 1.2 CRM contouren

Er bestaan in de praktijk en de theorie verschillende, sterk uiteenlopende CRM designs. De keuzes in deze designs zijn telkens gedreven door onder andere de concrete doelstellingen voor een CRM en de lokale context.

Volgende algemene eigenschappen zouden voor een CRM naar voren geschoven kunnen worden:

- ***Marktgebaseerd***: Een CRM is best marktgebaseerd omdat dit bijdraagt tot een concurrentieel economisch kader en zo tot een economisch efficiënte uitkomst. In tegenstelling tot strategische reserves zitten alle beschikbare capaciteiten op die manier opnieuw in de energiemarkten
- ***Market-wide***: In tegenstelling tot mechanismen waarbij slechts een fractie van de capaciteit een capaciteitsvergoeding kan krijgen, biedt een CRM best een vergoeding voor alle capaciteit die bijdraagt tot de bevoorradingszekerheid. De redenen hiervoor werden reeds toegelicht in de vorige sectie. Voor capaciteiten die reeds een compensatie ontvangen via andere mechanismen, of waarvoor wettelijke bepalingen primeren is een aparte oplossing nodig, opdat een 'dubbele betaling' vermeden zou worden.
- ***Technologie-neutraal:*** Alle capaciteit, ongeacht de gebruikte technologie, die bijdraagt tot de bevoorradingszekerheid zou een vergoeding moeten ontvangen, proportioneel tot de

bijdrage aan de bevoorradingszekerheid. Dit betekent dat in principe productie-eenheden, opslagcapaciteit, demand response, etc. moeten kunnen deelnemen, eventueel met aangepaste productdefinities. Ook capaciteit aanwezig in distributienetten zou in principe moeten kunnen deelnemen aan een CRM. Dit betekent echter niet dat voor alle technologieën de nominale geïnstalleerde capaciteit in rekening gebracht moet worden, maar dat een zekere mate van *derating* noodzakelijk is, bijvoorbeeld om rekening te houden met variabiliteit of onbeschikbaarheden. Bovendien stelt zich een probleem wanneer bepaalde technologieën reeds via andere kanalen een subsidie of steun ontvangen. In dit geval stelt zich zeker de vraag in hoeverre "technologie neutraliteit" voor een CRM nog pertinent is.

- ***Volume-gebaseerd***: Het probleem van bevoorradingszekerheid is in de eerste plaats een volumegerelateerd probleem: men wil een adequate hoeveelheid van geïnstalleerde capaciteit bereiken. Een CRM vertrekt daarom best vanuit een volumebepaling, waarna via een marktmechanisme dit volume kan gezocht worden. De markt bepaalt dan uiteindelijk de prijs. Dit lijkt meer voordelen te hebben ten opzichte van een prijs-gebaseerde filosofie, waarbij eerst de prijs zou vastgelegd moeten worden en daarna de markt het volume bepaalt. Dit heeft tot gevolg dat uiteindelijk ofwel teveel ofwel te weinig volume aanwezig zal zijn.
- ***Forward en spot***: Een CRM heeft tot doel om te zorgen dat de bevoorradingszekerheid is gegarandeerd en dat, indien nodig, tijdig de nodige investeringen worden gedaan. Het is daarom belangrijk om een prijssignaal te creëren dat tijdig deze noodzaak kan weergeven. Een CRM heeft daarom best een 'forward' karakter, waarbij 3 tot 4 jaar op voorhand reeds de eerste prijsvorming kan plaatsvinden.
  Om echter onzekerheden over benodigde volumes in rekening te brengen, aanpassingen aan portfolio's toe te laten, etc. is het belangrijk om ook een jaar op voorhand ('spot') de markt te laten spelen. Dit laat bovendien toe om de concurrentie in deze markt aan te wakkeren en om capaciteit die pas op kortere termijn gekend is (vb: demand response in sommige gevallen) ook toe te laten om deel te nemen.

Bovenstaande algemene karakteristieken worden in vele CRMs teruggevonden. Rekening houdend met de Belgische noden zouden additioneel volgende elementen overwogen kunnen worden:

- ***Gecentraliseerde veilingen:*** Een CRM opgebouwd rond centraal georganiseerde veilingen met een centrale entiteit als 'single buyer' heeft een aantal voordelen ten opzichte van een gedecentraliseerd model die belangrijk kunnen zijn in een Belgische context. Ten eerste is zo'n model eenvoudiger en sneller te organiseren omdat het minder rollen en verantwoordelijkheden vereist. Door te opteren voor een 'single buyer' wordt de vraagzijde in de CRM sterk vereenvoudigd zonder daarbij toe te geven aan de doelen van een CRM. Ten tweede laat een design met centrale veilingen toe om in de primaire markt, CRM contracten van verschillende duur af te sluiten. Terwijl voor bestaande capaciteit contracten van één jaar volstaan, is het mogelijk om nieuwe investeringen een lange termijn contract (vb: 10-15 jaar) aan te bieden of voor kleinere investeringen een contract op middellange termijn (vb: 3 jaar). In een systeem met een decentrale marktorganisatie is dit niet mogelijk en wordt verondersteld dat marktspelers onderling dergelijke lange termijngaranties afspreken. Dit biedt minder zekerheid op het effectief ontwikkelen van nieuwe investeringen en kan een

toetredingsbelemmering vormen voor nieuwe spelers. De keuze voor gecentraliseerde veilingen impliceert geenszins dat dit vanzelfsprekend een taak van de netbeheerder betreft. Verschillende mogelijkheden dienen zich hier aan (cf. infra).

- ***Vergoeding in €/MW/jaar***: De vergoeding voor aanbieders van capaciteit in een CRM wordt best uitgedrukt in €/MW/jaar. Hoewel er alternatieven bestaan die eventueel toelaten te komen tot een betere of andere spreiding van de risico's tussen de aanbieder van capaciteit en de maatschappij (bvb. via een contract for difference), is een vergoeding in €/MW/jaar minder complex en compatibel met de aanpak in andere CRMs. Dit zou dan ook toelaten om op termijn een level playing field in de hand te werken.
- ***Beschikbaarheidsgebaseerd product***: Een mechanisme waarbij de verplichtingen voor capaciteit gelinkt zijn aan de beschikbaarheid van deze capaciteit in de energiemarkt of de markt voor ondersteunende diensten lijkt te verkiezen boven alternatieven waarbij verplichtingen worden verbonden aan effectieve levering, die marktverstorend kunnen werken omdat ze rechtstreeks ingrijpen op de merit order. Een beschkibaarheidsvereiste is daarenboven compatibel met de organisatie van de energiemarkt, waarbij de energiemarkt uiteindelijk ervoor zal zorgen dat de meest efficiënte eenheden ook zullen draaien (merit order). Bij de keuze van het product in een CRM lijkt het daarenboven wenselijk om te opteren voor een product dat voldoende garanties biedt op effectieve beschikbaarheid en niet louter te vertrouwen op een financieel model, zoals in sommige optie-gebaseerde designs het geval is.
- ***Grensoverschrijdend karakter***: Bevoorradingszekerheid wordt best in een regionale context beschouwd en een CRM dient hier dan ook op afgestemd te zijn. Een eenvoudige en aanvaardbare oplossing, zeker op korte termijn, is om een statistische benadering te volgen. Dit betekent dat het volume dat wordt gecontracteerd via een Belgische CRM wordt gecorrigeerd voor de mate waarin gerekend kan worden op het buitenland om de Belgische bevoorradingszekerheid veilig te stellen. Een directe deelname van buitenlandse capaciteit of interconnectoren kan beschouwd worden als een volgende stap. Er dient verder onderzocht te worden of dergelijke modellen voldoende garanties bieden op het effectief bijdragen tot de bevoorradingszekerheid van de gecontracteerde buitenlandse capaciteit of interconnectoren, in het bijzonder voor momenten waarop naburige landen samen schaarste zouden ervaren. Uiteindelijk kan het zelfs mogelijk zijn om te evolueren naar een verder geïntegreerde cross-border CRM, vergelijkbaar met de huidige marktkoppeling van de energiemarkten.

Een CRM creëert **nieuwe taken, rollen en verantwoordelijken.** Het is belangrijk dat telkens de meest geschikte actoren ingeschakeld worden. Zo is in bovenstaand design een belangrijke rol bij de veilingen weggelegd voor een centrale entiteit en dient geëvalueerd te worden wie dit best opneemt, dit kan bijvoorbeeld de overheid zelf zijn (zoals in Groot-Brittannië), de netbeheerder (zoals in Frankrijk), een derde partij, regulator, ...

Ook de **financiering** van een dergelijk mechanisme dient duidelijk overwogen te worden. Immers, wie betaalt de vergoedingen aan de aanbieders van capaciteit in een CRM? Een CRM zou idealiter een transfert van middelen inhouden van marktpartijen die short zijn in capaciteit naar marktpartijen die long zijn, met een minimale impact voor de eindverbruikers. Dus geen directe tarifaire impact voor de eindverbruiker, enkel eventuele impact via de competitieve prijsstelling van

de marktpartijen. Aangezien een CRM tot doel heeft de bevoorradingszekerheid veilig te stellen, met name dat de eindklanten beleverd kunnen worden conform de afgesloten leveringscontracten, lijkt er een rol weggelegd voor de financiering van een CRM voor de marktpartijen die dergelijke contractuele verplichtingen afsluiten. Dit zou bijkomend toelaten om een extra prikkel te geven aan deze partijen om hun portefeuille goed te beheren en bijvoorbeeld in te zetten op vraagbeheersing.

Verder is het belangrijk de rol van een CRM voor ogen te houden. Een CRM heeft als doel de bevoorradingszekerheid te garanderen, net zoals andere markten hun eigen doelen hebben. Zo streeft de energiemarkt naar een efficiënte inzet van productiemiddelen en geven balancingmarkten en ondersteunende diensten markten prikkels tot het voorzien in de nodige flexibiliteit die het systeem nodig heeft. Het zijn de marktspelers die dit alles samen beschouwen en zo komen tot een efficiënte mix van investeringen in verschillende technologieën. Het is daarom **niet wenselijk om specifieke eisen zoals flexibiliteitsmogelijkheden of milieudoelstellingen die verder gaan dan de bevoorradingszekerheid op te leggen via een CRM, aangezien dit de globale marktwerking kan verstoren.**

**ENECO**

Enkel beschikbaar in het Nederlands / Seulement disponible en Néerlandais

**Felix, Kim**

**Van:** Baudrez, H (Hendrik) <Hendrik.Baudrez@eneco.com>
**Verzonden:** jeudi 5 mars 2015 16:47
**Aan:** consult.capacity
**Onderwerp:** Vragenlijst CRM - Eneco
**Bijlagen:** 2015.02.27 - Vragenlijst CREG.docx

Beste,

Gelieve in bijlage de door Eneco ingevulde vragenlijst inzake CRM terug te willen vinden in bijlage aub.

Met vriendelijke groeten,

**Hendrik Baudrez**
Regulatory and Public Affairs Specialist

T: +32 15 40 41 55 - M: +32 499 387 003
hendrik.baudrez@eneco.com - www.eneco.be
Eneco België B.V., Battelsesteenweg 455i, 2800 Mechelen

Please think before you print

*The information transmitted is intended only for the person or entity to which it is addressed and may contain confidential and/or privileged material. Any review, retransmission, dissemination or other use of this information by persons or entities other than the intended recipient is prohibited. If you have wrongfully received this information, please contact the sender and delete the material of your computer. Eneco is registered in the Crossroads Databank of Enterprises under number 0867.055.086.*

## 1. Afbakening en kwantificering van het probleem

Bij het kwantificeren van het probleem inzake toereikendheid moet met name rekening worden gehouden met het potentieel aan afschakelbare vermogens.

1) *Welke geografische zone is volgens u relevant voor een analyse omtrent de capaciteitsbehoefte?*

De zone Benelux plus Frankrijk en Duitsland. Zoals bijvoorbeeld uit studies van ENTSO-E blijkt, neemt de bevoorradingszekerheid toe bij een grotere zone. Het slechts bezien van de nationale markt miskent het feit dat de elektriciteitsmarkt geen nationale markt meer is.

2) *Is er momenteel sprake van een probleem betreffende de toereikendheid (rekening houdend met de strategische reserve)? Zo neen, op welke termijn verwacht u dat een dergelijk probleem zou kunnen ontstaan? Zo ja, wat is volgens u de omvang van het probleem?*

De inschatting van een eventueel tekort of overschot kan het beste gemaakt worden door partijen zonder productiebelang. Eigenaren van thermische centrales zouden geneigd kunnen zijn het probleem te overschatten en bijvoorbeeld voorafgaand aan het winterseizoen doemscenario's aan te kondigen.

3) *Wat is de aard (of wat zal de aard zijn) van het toereikendheidsprobleem (gebrek aan flexibiliteit, gebrek aan basiscapaciteit, piekcapaciteit enz.)?*

Een eventuele bevoorradingszekerheidsprobleem kent meerdere kanten. Er kan sprake zijn van een tekort aan transportcapaciteit op hoogspanningsnetten. Het opheffen van tekorten daarin is in vrijwel elk toekomstscenario verstandig. Daarnaast is er sprake van een zeer beperkte prijselasticiteit bij afnemers, dit gaat veranderen met een toename van het aantal slimme meters als dit gepaard gaat met dito facturatie. Het is maatschappelijk wenselijk om die prijselasticiteit te ontdekken, dus de waarde van flexibiliteit niet te 'verstoppen' onder capaciteitsbetalingen aan grote thermische centrales.

Tot slot is er altijd een piekvraag met lage waarschijnlijkheid waarop het moeilijk te investeren is.

4) *Wat is uw verklaring voor het feit dat de marktprijzen niet significant gestegen zijn ondanks de aankondiging van de behoefte aan een strategische reserve van 3.500 MW voor aanstaande winter?*

Als de markt wordt vertrouwd, blijkt dat er meer flexibiliteit voorhanden is dan vooraf voorzien. Dit heeft als effect dat prijzen minder stijgen dan verwacht.

5) *Welke markttoetredingsbarrières ziet u voor nieuwe capaciteit (productie met inbegrip van noodgroepen/afschakelbaar vermogen/opslag) voor zowel in het transmissienet als in het distributienet?*

Capaciteit aan de vraagkant (demand side management) heeft als toetredingsdrempel dat er betalingen worden overwogen voor alleen klassieke thermische centrales. Dit is suboptimaal.

6) *In hoeverre kunnen hernieuwbare energiebronnen (in het bijzonder windenergie) de bevoorradingszekerheid verbeteren?*

Hernieuwbare energiebronnen verminderen de importafhankelijkheid van bijvoorbeeld aardgas en verbeteren daarmee de bevoorradingszekerheid. Hernieuwbare energie in combinatie met slimme opslag kan evenzeer meetellen als firm capacity.

## 2. Mogelijke maatregelen op het gebied van kostenvermindering

Er zijn reeds maatregelen genomen om de kosten van de conventionele gasproductie-eenheden te verminderen, zoals de vrijstelling van de federale bijdrage voor gas.

7) *Welke andere maatregelen kunnen worden genomen?*

8) *Zijn deze maatregelen op zichzelf voldoende?*

Speciale maatregelen voor specifieke technologie zijn suboptimaal in het kader van bevoorradingszekerheid. Maatregelen zouden zich technologieneutraal moeten richten op de hoge maar zeldzame piekvraag, niet op een of meerdere technologieën.

## 3. Mogelijke maatregelen op het gebied van inkomstenverhoging

De maatregelen kunnen betrekking hebben op een betere waardering van de geproduceerde kWh, van de flexibiliteit of van de capaciteit.

### 3.1. Maatregelen voor de verbetering van de elektriciteitsmarkt (Energy Only Market, "EOM")

In de huidige marktstructuur worden de eenheden op termijn vergoed voor de optie op levering van kWh, in *day ahead* en *intraday* voor de fysieke levering van kWh en op de *balancing*-markt voor het ter beschikking stellen van een flexibele capaciteit.

9) *Hoe kan het concept van de markt worden aangepast zodat een betere toereikendheid en flexibiliteit tot stand komen en deze correct gewaardeerd worden?*

Een volledig integratie van de Elia- & TenneT onbalansmarkten zou de beschikbaarheid van flexibiliteit verhogen zonder dat nieuwe productie-investeringen nodig zijn.

10) *Zou de introductie van sterkere prijssignalen kunnen bijdragen aan de verwezenlijking van het doel?*

Ja. Daartoe is het nodig dat de kWh-prijs meer wordt vrijgelaten, ook op de consumentenmarkt.

11) *Welke aanpassingen op de day ahead- en intraday-markt zouden ervoor kunnen zorgen dat de kortetermijnprijs de capaciteitsschaarste weerspiegelt?*

*12) Zijn prijspieken noodzakelijk en voldoende om de toereikendheid van de productiemiddelen te waarborgen?*

Prijspieken zijn noodzakelijk en voldoende voor het grootste deel van de load duration curve. Eventueel voor de zeldzame piekvraag is een speciale voorziening nodig.

*13) Aan welke voorwaarden moeten deze prijspieken voldoen om vanuit maatschappelijk oogpunt aanvaardbaar te zijn?*

Prijspieken op zichzelf kunnen maatschappelijk aanvaardbaar zijn. Indien er zorg is over afnemers met een laag inkomen, dan zou er een inkomensherverdeling plaats moeten vinden. De prijs van bijvoorbeeld brood en bier worden ook niet gereguleerd. Prijspieken in combinatie met slimme meters/slimme facturatie en mogelijkheden tot opslag voor decentrale productie zetten aan tot rationeel energiegebruik. Als men de gebruikers toelaat om energie te gebruiken als een echte economisch product (met schaarste) kan dit tot betere aanvaarding leiden.

*14) Zijn de stimulansen voldoende om ervoor te zorgen dat de evenwichtsverantwoordelijken hun evenwichtspositie bewaren?*

Neen, aan de vraagzijde kan dit verbeterd worden door middel van smart metering en smart allocation.

*15) In hoeverre heeft het verhogen van het prijssignaal tot 4.500 EUR/MWh in het geval van een structurele onevenwichtigheid invloed op het gedrag van de spelers?*

De vrees van de hoge onbalanskosten zorgt ervoor dat marktpartijen alle mogelijkheden gaan benutten om flexibiliteitsinstrumenten in te zetten.

*16) Bestaan er voldoende instrumenten om (voor zowel de consument als voor de houder van de capaciteit) de toekomstige kosten en inkomsten te verzekeren? Het risico op volatiliteit van de spotprijzen kan worden afgedekt door middel van forward producten van het type futures of opties:*

*a. Welke hedging-producten zouden kunnen worden ontwikkeld op forward-markt?*

*b. Hoe kan de marktliquiditeit over een termijn van 1, 2 of 3 jaar worden gewaarborgd?*

*c. Is er behoefte aan producten op langere termijn (4, 5, of zelfs 6 jaar)? Zo ja, hoe kan hiervan de liquiditeit worden gewaarborgd?*

Ja, en zo niet dan zal de markt die producten gaan aanbieden. De liquiditeit kan worden verhoogd door nationale markten zoveel mogelijk te koppelen. De liquiditeit kan indirect worden verhoogd door op de gasmarkt 1 kwaliteit te gaan verhandelen, middels verhoging gasliquiditeit wordt de situatie voor gasgestookte elektriciteitscentrales ook verbeterd.

*17) Welke invloed heeft het huidige vergoedingsmechanisme voor capaciteit (strategische reserve) op de werking van de markt?*

## 3.2. Verbetering van de genomen maatregelen: aanbesteding en strategische reserve

België heeft recentelijk twee nieuwe mechanismen ontwikkeld om op korte en lange termijn te kunnen voorzien in de behoefte aan capaciteit: de strategische reserve en de aanbesteding.

*18) Is de combinatie van deze twee mechanismen voldoende om de doelstelling inzake de bevoorradingszekerheid te verwezenlijken? Zo neen, licht dan toe waarom niet.*

*19) Kan volgens u het aanbestedingsmechanisme als aanvulling op het vergoedingsmechanisme bijdragen tot de verwezenlijking van de doelstelling inzake de toereikendheid van de conventionele productie-eenheden?*

*a. Zo neen, licht dan toe waarom niet en geef aan welke aanpassingen er volgens u zouden moeten plaatsvinden zodat deze doelstelling wel bereikt kan worden.*

*20) Bent u van mening dat de strategische reserve in zijn huidige staat kan bijdragen tot de verwezenlijking van de doelstelling inzake de bevoorradingszekerheid?*

*a. Zo neen, licht dan toe waarom niet en geef aan of de strategische reserve volgens u:*

- *moet worden afgeschaft;*
- *moet worden aangepast; en geef daarbij aan welke wijzigingen er zouden moeten plaatsvinden zodat de doelstelling wel bereikt kan worden.*

De strategische reserve zou afgeroepen moeten worden bij een vooraf bepaalde neutrale gebeurtenis, bijvoorbeeld de buitentemperatuur. Het moet een bevoorradingszekerheidsinstrument zijn, geen prijsinstrument. Daarenboven is "de doelstelling" nu onvoldoende op CWE schaal bekeken.

*21) Welk volume zou de strategische reserve maximaal mogen hebben? Waarom?*

Dit is slechts te bepalen na de grondige generation adequacy oefening die minstens op CWE niveau dient te gebeuren en na optimalisatie van de transportcapaciteiten.

## 3.3. Het instellen van een ander vergoedingsmechanisme voor capaciteit (CRM ) dan de strategische reserve

### Specifieke afbakening van het op te lossen probleem

Het beoogde doel kan bereikt worden via: de bevordering van het afschakelbaar vermogen, het behoud van bestaande eenheden in en buiten de markten, de ontwikkeling van nieuwe capaciteiten (zo ja, van welk type: flexibele piekcapaciteit om de *back-up* van RES-eenheden te garanderen, kapitaalintensievere semi-*baseload*-capaciteit), het beperken van prijspieken op de elektriciteitsmarkt en het doorvoeren van, aanpassingen gericht op meer overeenstemming met de buurlanden.

*22) Waarom moet een andere CRM dan de strategische reserve in België worden ingevoerd?*

Dat hoeft niet. Een CRM neemt prikkels aan de vraagkant weg en heeft als groot risico dat een piekvraagprobleem wordt 'opgelost' met subsidie aan basislastcentrales.

*23) Welk(e) proble(e)m(en) moet dit mechanisme precies oplossen?*

Dat hoeft niet. Een CRM neemt prikkels aan de vraagkant weg en heeft als groot risico dat een piekvraagprobleem wordt 'opgelost' met subsidie aan basislastcentrales.

*24) Zijn deze problemen specifiek voor de Belgische markt?*

Dat hoeft niet. Een CRM neemt prikkels aan de vraagkant weg en heeft als groot risico dat een piekvraagprobleem wordt 'opgelost' met subsidie aan basislastcentrales.

*25) Moet dit mechanisme het mechanisme van de strategische reserve vervangen of kan het als aanvulling erop dienen?*

Dat hoeft niet. Een CRM neemt prikkels aan de vraagkant weg en heeft als groot risico dat een piekvraagprobleem wordt 'opgelost' met subsidie aan basislastcentrales.

### Noodzakelijkheid van een CRM en timing

*26) Welke oplossingen zou dit mechanisme kunnen bieden die een verbeterde EOM niet kan bieden en waarom?*

Geen. Die nood is geenszins bewezen; wellicht is er sprake van de situatie zoals beschreven bij 2.

*27) Waarom is er dringend nood aan een nieuw mechanisme?*

Die nood is geenszins bewezen; wellicht is er sprake van de situatie zoals beschreven bij 2.

## Overgangskarakter of nieuw concept voor marktwerking

Het huidige gebrek aan rentabiliteit van de conventionele productiemiddelen heeft verschillende oorzaken: het intermitterend karakter van de hernieuwbare productie, te veel *must run*-eenheden, hoge gasprijs ten opzichte van de elektriciteitsprijs (als gevolg van de daling van de vraag door de economische crisis, van de lage marginale productiekost van de RES, van de lage steenkoolprijs en van de lage emissiequota). Sommige van deze factoren houden verband met marktmechanismen (concurrentie gas/steenkool, zwakke vraag en, in zekere mate, lage prijs van de quota), andere resulteren uit interventies op de markt (beleid ter ondersteuning van de RES).

*28) Is het probleem van conjuncturele of structurele aard? Licht toe.*

De literatuur toont aan dat omtrent dit vraagstuk er eerder sprake is van een 'geloof' dan een analytisch beredeneerde uitkomst.

Als een conjuncturele factor te lang duurt kan het een structurele factor worden. Deze vraagt lijkt irrelevant voor het verder uitwerken van een mogelijke oplossing.

## Soorten CRM

*29) Zou in België de voorkeur moeten worden gegeven aan een mechanisme (zie schema 1):*

*a. dat is gebaseerd op prijzen of op volume?*

*b. dat het geheel van de capaciteit betreft of is gericht op een gedeelte ervan?*

*c. dat gecentraliseerd of gedecentraliseerd is?*

*Argumenteer uw keuze.*

Van de aangeboden opties: de strategische reserve. Deze oplossing erkent beter dan algemene capaciteitssubsidies dat er sprake is van een piekprobleem, geen basislastprobleem.

*30) Welke van de vijf genoemde systemen is volgens u het meest geschikt om de doelstelling te behalen en waarom?*

Van de aangeboden opties: de strategische reserve. Deze oplossing erkent beter dan algemene capaciteitssubsidies dat er sprake is van een piekprobleem, geen basislastprobleem.

*31) Hoe kan de CRM die u voorstelt de eventuele vergissingen verzachten van de voorspelling gemaakt door de instantie verantwoordelijk voor de berekening van de volumes?*

In een CRM waarin men de markt de benodigde capaciteit laat samenstellen heeft men ook geen zekerheid over het behalen van de doelstelling. Men zou enkel met penalisaties een incentive kunnen geven voor het beter nastreven van de doelstelling. Dit is enkel na de feiten.

## Grensoverschrijdende samenwerking

*32) Moet een CRM in België de directe deelname van buitenlandse capaciteit toestaan?*

Ja.

*a. Zo ja, van welke beheerswijze moet dan worden gebruik gemaakt voor de interconnectiecapaciteit?*

Middels integratie onbalansmarkten

*33) Welke invloed zou een CRM in België en een EOM in een aangrenzend land op de energiemarkt hebben?*

Los van de marktstructuur van een buurland: een nationale CRM levert geen enkele garantie op voor de leveringszekerheid. Ten eerste geldt dit algemeen voor iedere subsidie, ten tweede is de wellicht extra opgewerkte elektriciteit niet binnen de landsgrenzen te houden.

## Kenmerken van een CRM

Bent u het eens met de volgende principes? Zo neen, geef dan aan waarom niet en geef (een) alternatief/alternatieven.
Met welke bijkomende principes moet volgens u rekening worden gehouden bij het ontwikkelen van een CRM in België?

- *Performantiecriteria, controle en sancties*

Elke capaciteitsvergoeding moet gekoppeld zijn aan performantiecriteria op het vlak van beschikbaarheid tijdens piekverbruik, flexibiliteit en milieuprestaties, alsook aan een strikte controle en geldboetes in geval van ongerechtvaardigde onbeschikbaarheid of inefficiënt beheer van de capaciteit. De opbrengst van de boetes zou in mindering moeten worden gebracht van de kost van de maatregel.

*34) Aan welke performantiecriteria moet worden voldaan (beschikbaarheid, flexibiliteit, milieuprestaties, kost enz.)?*

Men moet erover waken dat men verschillende doelstellingen niet met verschillende methodes nastreeft. Zo zal men met een capaciteitsvergoeding niet bijdragen aan het behalen van hernieuwbare energiedoelstellingen. Men dient er over te waken dat verschillende doelstellingen elkaar ook niet tegenwerken. Zo zou men het steunen van sterk vervuilende technologieën met een capaciteitsbijdrage dienen te vermijden. Indien men gelooft dat dergelijke technologieën door de werking van het EU $CO_2$ mechanisme zouden getaxeerd worden veronderstelt dit een goede werking van deze $CO_2$ mechanismen. Dergelijk geloof valt niet te rijmen met de vraag om implementatie van een CRM.

### *Stabiliteit van het mechanisme*

Het mechanisme moet stabiel zijn in de tijd, anders dreigt een hoog reguleringsrisico dat de impact van de maatregel aanzienlijk zal beperken.

*35) Denkt u dan een mechanisme resulterend uit een politieke interventie garantie biedt op voldoende stabiliteit voor het bevorderen van nieuwe investeringen?*

Wellicht kan binnen een regeertermijn sneller werk worden gemaakt van ondersteuning aan slimme opslag, vraagbeheer en meer interconnectie dan aan het uitwerken van een CRM. Eenmaal eerstgenoemde technologieën marktrijp zijn behoeven ze geen politieke interventie meer.

### *Openstelling voor nieuwkomers*

Het mechanisme moet een nieuwkomer in staat stellen om nuttig te concurreren en mag de historische spelers niet bevoordelen en zo een bijkomend obstakel opwerpen voor de concurrentie in België.

*36) Welke maatregelen moeten worden genomen binnen het voorgestelde mechanisme om toetredingsbarrières uit te sluiten?*

Het instellen van een CRM kan als effect hebben dat de elektriciteitsprijs laag blijft. Nieuwkomers op de markt kunnen niet terugvallen op reeds afgeschreven installaties en zullen daarom een concurrentieel nadeel ondervinden. Het meer ondersteunen van nieuwe installaties dan bestaande installaties biedt hiervoor geen oplossing en kan een verdere uitval van oude centrales betekenen. Een CRM zal altijd dit effect hebben.

### *Technologische neutraliteit*

Op het vlak van toereikendheid is het type van capaciteit zelf niet bepalend (elk middel voor productie, afschakeling, interconnectie en opslag): bepalend is eerder de kans op de beschikbaarheid ervan in de periodes waar het systeem onder druk staat.
Bij een gelijke kans voor elk daarvan, zou men deze middelen met elkaar moeten laten concurreren om zo de bevoorradingszekerheid tegen een zo laag mogelijke kost te waarborgen.

*37) Wat is uw visie op de interactie tussen de vergoedingsmechanismen voor de RES en de deelname in een CRM?*

Beide mechanismes dienen een ander doel en dienen ook apart beschouwd te worden. RES zonder slimme opslag wordt in een typische CRM praktisch ook niet vergoed dus dit probleem zal zich amper stellen. Opslag op zich is dan wel weer een puur capaciteitsmiddel dat onder een desgevallend CRM vergoed dient te worden. Er wordt aangenomen dat deze vraag geen koppeling veronderstelt tussen de steunhoogte voor RES en de hoogte van de vergoeding voor capaciteit in een CRM. Dit zou abstractie maken van de gekoppelde markten.

*38) Moet nieuwe en bestaande productiecapaciteit op dezelfde manier worden behandeld?*

Enerzijds moet men rekening blijven houden met het onderscheid tussen afbetaalde en niet afbetaalde centrales. Anderzijds mag men geen barrières opwerpen voor nieuwkomers indien men een CRM instelt.

*39) Moet de interconnectiecapaciteit op dezelfde wijze worden beschouwd als de capaciteit voor productie, afschakeling en opslag?*

**Dit kan mits de juiste afspraken onder TSO's. Dit veronderstelt een CRM over de landsgrenzen heen en dus niet beperkt tot de landsgrenzen. Vanuit een macro-economisch perspectief kan het efficiënter zijn om capaciteit te bouwen daar waar die goedkoopst is. Wat moet een CRM vergoeden en op welke termijn?**

Betalen voor een capaciteit komt neer op het kopen van een leveringsoptie op het moment dat men elektriciteit behoeft.

*40) Wat moet een CRM vergoeden: de beschikbaarheid van de capaciteit, de waarschijnlijkheid van de aanwezigheid op het gewenste moment, een optie om de energie in termijnen te leveren? Licht toe.*

## Evaluatie van de verenigbaarheid met de beheersing van de elektriciteitsprijs

Bij het creëren van een capaciteitsmarkt moet expliciet de capaciteit worden vergoed en wordt het risico, dat normaal door de investeerder wordt gedragen, gesocialiseerd. Dit kan leiden tot lagere financieringskosten (hoewel dan een politiek risico ontstaat dat gedekt moet worden), maar kan ook leiden tot een situatie waarin beslissingen niet langer worden genomen door de investeerders die de mogelijkheden en risico's van toekomstige inkomsten dragen, maar, op minstens een indirecte wijze, door de overheid. Dat laatste heeft dan intensievere kapitaalinvesteringen dan nodig tot gevolg. Politieke besluitvorming kan invloed hebben op de *social welfare* die op de markt wordt uitgedrukt door een prijs die de VOLL (= *willingness to pay*) kan bedragen.

*41) Wat is uw visie op de interacties tussen de energiemarkt en de capaciteitsmarkt met betrekking tot de prijs?*

*42) Welke maatregelen zouden kunnen worden genomen om buitensporige winsten (windfall profits) van sommige capaciteitstypen te voorkomen?*

*43) Wat is volgens u het effect van het voorgestelde mechanisme op de factuur van de eindverbruiker? Hoe moeten de kosten worden doorberekend?*

Het is momenteel onvoldoende duidelijk hoe groot de impact van het invoeren van een CRM op de eindverbruiker zal zijn. Dit is echter een cruciaal element in de discussie over EOM versus CRM. De impact op de factuur zal mee bepalen hoe de kosten zouden worden doorgerekend.

### Evaluatie van de verenigbaarheid met de milieudoelstellingen

*44) In hoeverre kan het voorgestelde mechanisme garanderen dat de milieudoelstellingen worden behaald?*

Zie vraag 34.

### Overgangsmaatregelen

*45) Zijn in afwachting van de eventuele invoering van een CRM overgangsmaatregelen nodig? Zo ja, welke?*

### Alternatieve oplossingen

*46) Hebt u andere ideeën of suggesties?*

- Werk maken van generation adequacy oefening, minstens op CWE schaal
- Inzet op opslag en vraagbeheer/vraagsturing
- Inzet op interconnectiviteit op CWE-schaal!
- Inzet op samengevoegde balancingmarkten (nog voor "overproductie" NL zou wegkwijnen omdat men enkel NL beschouwt)
- Inzet op slimme netten → valoriseer het potentieel van elektrisch vervoer, opslag op zee, power-to-gas, …
- Werking CRM in buurlanden zien en lessen leren hieruit
- Laat eerst de Strategische Reserve zijn werk doen en toon aan waarom deze niet voldoet vooraleer te pleiten voor een nieuwe vorm van CRM
    - In die tijd kan de markt zich herstellen en kan blijken dat er geen noodzaak meer is aan een andere CRM dan de strategische reserve

# FEBEG

Enkel beschikbaar in het Nederlands / Seulement disponible en Néerlandais

## Felix, Kim

**Van:** Steven Harlem (Febeg) <steven.harlem@febeg.be>
**Verzonden:** vendredi 6 mars 2015 22:55
**Aan:** consult.capacity
**CC:** Debrigode, Patricia; De Waele, Bart
**Onderwerp:** CREG vragenlijst CRM
**Bijlagen:** 20150306 FEBEG Antwoord op de CREG vragenlijst in verband met CRM sh.pdf

Beste,

In bijlage vindt u de antwoorden van FEBEG op de vragenlijst met betrekking tot capaciteitsmechanismen.

Prettig weekend,

**Steven Harlem**
Sr. Advisor
Wholesale markets

**FEBEG**

Galerie Ravensteingalerij 3, b9
1000 Brussel - Bruxelles
www.febeg.be

T: 00 32 2 500 85 89
F: 00 32 2 500 85 86
M: steven.harlem@febeg.be

Please consider the impact on the environment before printing this e-mail

# Vragenlijst
# inzake de maatregelen die moeten worden genomen om de toereikendheid van de conventionele productiemiddelen van elektriciteit in België te waarborgen

**Voorafgaande voorwaarde:** elke steunmaatregel voor een productie-eenheid moet voortkomen uit een noodzaak om deze eenheid in het systeem te houden met het oog op de toereikendheid ervan (teneinde de bevoorradingszekerheid te waarborgen).

**Basisprincipe**: om te vermijden dat conventionele productie-eenheden om economische redenen worden gesloten, moet ten minste de dekking van hun vaste werkingskosten en variabele activeringskosten worden gewaarborgd. Om nieuwe investeringen aan te trekken, moet daarenboven voldoende uitzicht worden geboden op het rendement van de investering.

Het gaat hierbij dus om de volgende parameters:
- vermindering van de kosten;

- verhoging van de inkomsten;

- vergoeden van het investeringsrisico.

## 1. Afbakening en kwantificering van het probleem

**Bij het kwantificeren van het probleem inzake toereikendheid moet met name rekening worden gehouden met het potentieel aan afschakelbare vermogens.**

***1) Welke geografische zone is volgens u relevant voor een analyse omtrent de capaciteitsbehoefte?***

Ook al is bevoorradingszekerheid een nationale bevoegdheid, het feit dat het Belgische transmissienetwerk verbonden is met de transmissienetwerken van andere landen maakt van het beoordelen van de toereikendheid van capaciteit een supranationale uitdaging. FEBEG is van oordeel dat de evaluatie van de toereikendheid bij voorkeur op Europees niveau dient te gebeuren en tenminste op het niveau van de CWE. Een beoordeling op het niveau van de CWE laat toe om rekening te houden met de beschikbare interconnectiecapaciteit, het al dan niet samenvallen van de piekbehoeftes, de evolutie – als gevolg van het beleid en de marktomstandigheden - van de energiemix en de beschikbare capaciteit in de verschillende landen, …

FEBEG beschouwt de 'PLEF *Generation Adequacy Assessement*' van 25 november 2014 dan ook als een belangrijke mijlpaal: deze regionale beoordeling van de toereikendheid geeft een beter globaal beeld van de problematiek dan een benadering land per land. Dit belet niet dat deze evaluatie – in nauw overleg met de *stakeholders* – verder moet verfijnd worden, onder meer door nationale details, de toereikendheid van de transmissiecapaciteit, de verwachtingen van de marktpartijen, realistische scenario's, … beter in rekening te brengen.

***2) Is er momenteel sprake van een probleem betreffende de toereikendheid (rekening houdend met de strategische reserve)? Zo neen, op welke termijn verwacht u dat een dergelijk probleem zou kunnen ontstaan? Zo ja, wat is volgens u de omvang van het probleem?***

De politieke overheden bepalen het gewenste niveau van toereikendheid van capaciteit. In België is dit een LOLE van 3 uur.

Verschillende onafhankelijke studies, maar ook rapporten van de Federale Overheidsdienst Energie, de CREG en Elia, hebben de voorbije jaren aangetoond dat dit gewenste niveau van toereikendheid van capaciteit niet meer verzekerd is en dat dit probleem de volgende jaren zal toenemen. De 'PLEF *Generation Adequacy Assessment*' van 25 november 2014 bevestigt dat er problemen zijn met de toereikendheid van capaciteit in België en in Frankrijk.

Op basis van de *'Probabilistische analyse met betrekking tot de staat van 's lands bevoorradingszekerheid in het kader van de strategische reserve'* van Elia van november 2014 heeft Minister M-C. Marghem op 15 januari 2015 beslist om de strategische reserve uit te breiden tot 3.500 MW. FEBEG wenst hierbij twee kanttekeningen te maken:

- Voor het uitvoeren van deze analyse gaat Elia uit van een bepaalde importcapaciteit, namelijk 2.700 MW. Dit betekent evenwel niet dat deze productiecapaciteit per definitie aanwezig is in onze buurlanden aangezien de toereikendheid van capaciteit ook in andere landen afneemt. Elia verwacht dat het marktrisico met betrekking tot de aankoopmogelijkheid van energie zal toenemen door sluitingen van centrales in de buurlanden.
- Voor de winterperiode 2014-2015 is Elia er niet in geslaagd om het gewenste volume van 1.200 MW aan strategische reserves volledig te contracteren. Op 15 januari 2015 heeft Minister van Energie, M-C. Marghem, bovendien beslist om – binnen bepaalde randvoorwaarden – het volume aan strategische reserves op te trekken tot 3.500 MW voor de winterperiode 2015-2016. FEBEG stelt zich dan ook de vraag of Elia in staat zal zijn om 3.500 MW strategische reserve te contracteren: sommige productie-eenheden die om economische redenen sluiten, voldoen niet aan de verkiesbaarheidsregels voor de strategische reserve en kunnen er dan ook niet in opgenomen worden; andere productie-eenheden, die wel in aanmerking komen, zullen – om technische of andere redenen – niet kunnen deelnemen gezien de tijdspanne om de noodzakelijke investeringen – desgevallend om te voldoen aan de toepassing milieu- of veiligheidsvoorwaarden – uit te voeren of de nodige milieu-of bouwvergunningen te bekomen, de voorziene termijnen overschrijden.

Gelet op, onder andere, de geplande kernuitstap, de aangekondigde tijdelijke of definitieve sluiting van centrales, … zal de problematiek van de toereikendheid van capaciteit op de Belgische markt wellicht alleen maar toenemen en is er dringend behoefte aan een duidelijke toekomstvisie.

***3) Wat is de aard (of wat zal de aard zijn) van het toereikendheidsprobleem (gebrek aan flexibiliteit, gebrek aan basiscapaciteit, piekcapaciteit enz.)?***

FEBEG wenst hier op te merken dat energie, flexibiliteit en capaciteit drie essentiële en complementaire componenten zijn die samen toelaten op een zekere en betrouwbare manier elektriciteit te leveren aan de klanten:

- energie: de energiemarkt zorgt ervoor dat de energie op de meest kostenefficiënte manier (*merit order*) wordt geleverd;
- flexibiliteit: de onbalansmarkt laat toe het systeem om te reageren op korte termijn verschillende in het evenwicht tussen vraag en aanbod;
- capaciteit: de component capaciteit betreft de beschikbaarheid op langere termijn van een voldoende hoeveelheid middelen voor productie, opslag en vraagbeheer, rekening houdend met piekverbruiken en de *back up*-noden voor intermitterende energiebronnen.

Het is duidelijk dat in het geval van een probleem van toereikendheid van capaciteit alle capaciteit van belang is: het is dan irrelevant of het dan gaat om flexibiliteit, basiscapaciteit of piekcapaciteit.

***4) Wat is uw verklaring voor het feit dat de marktprijzen niet significant gestegen zijn ondanks de aankondiging van de behoefte aan een strategische reserve van 3.500 MW voor aanstaande winter?***

Het probleem van toereikendheid stelt zich in een situatie van piekverbruik. Daarom zouden de prijzen op de *spot*markt (DAM, CIM en BAL) het best in staat moeten zijn om een eventuele schaarste al te weerspiegelen. In liquide markten zullen de prijssignalen het meest accuraat de situatie van vraag- en aanbod reflecteren: het ontbreken van een dergelijke adequate prijssignalen zal bijdragen tot het afnemen van de toereikendheid van capaciteit. Belangrijk gegeven is ook dat de prijzen op de DAM – via de marktkoppeling – worden beïnvloed door de overcapaciteit in de buurlanden en door het stijgende aandeel hernieuwbare energiebronnen met lage variabele kosten.

De problematiek van het piekverbruik wordt hoe dan ook niet accuraat vertaald in de prijzen op de *forward*markt:

- de *foward*-markt laat slechts toe om 3 jaar vooruit te kijken, terwijl de sector een tragere *'boom and bust cycles'* vertoont;
- de *forward*-markt weerspiegelt ook alleen een deel van het basisverbruik en geen extreem piekverbruik; bovendien hebben de marktpartijen nog geen precies beeld over hoe hun portefeuille er drie jaar later zal uitzien; dit betekent dat deze markt niet representatief is voor schaarste.

De inschattingen van de behoeftes door de marktpartijen zullen ongetwijfeld ook afwijken van die van de transmissienetbeheerder (probabilistische methode, LOLE van 3 uur, ...). Aangezien de marktomstandigheden die geleid hebben tot de implementatie van een strategische reserve reeds gekend waren in de markt, is het best mogelijk dat zij reeds gedeeltelijk verrekend zijn in de prijs. Misschien heeft de markt ook twijfels heeft over de noodzaak van een strategische reserve. In ieder geval heeft de aankondiging van een strategische reserve slechts geleid tot een beperkte stijging van de prijzen op de *forward*-markt. Het spreekt bovendien voor zich dat de prijzen stabiliseren zodra de marktpartijen de volumes gekocht hebben die ze denken nodig te hebben.

***5) Welke markttoetredingsbarrières ziet u voor nieuwe capaciteit (productie met inbegrip van noodgroepen/afschakelbaar vermogen/opslag) voor zowel in het transmissienet als in het distributienet?***

FEBEG is ervan overtuigd dat markttoetredingsbarrières niet langer de enige reden zijn waarom geen nieuwe capaciteit wordt aangesloten aan het transmissie- of het distributienet, maar tevens het ontbreken van een *business case*: het marktrisico wat betreft een redelijke *return on investment* is te groot geworden onder meer als gevolg van het uitblijven van adequate prijssignalen en het ontbreken van een *level playing field* met de buurlanden.

Het spreekt voor zich dat blijvend ingezet moet worden op het wegwerken van markttoetredingsbarrières: beperken van administratieve lasten, soepele procedures voor bouw- en milieuvergunningen, redelijke vergunningsvoorwaarden, redelijke taksen en bijdragen, ... In dit kader wenst FEBEG niettemin in het bijzonder de aandacht te trekken op de volgende drie struikelblokken die bijzonder ontradend werken voor investeerders:

- het ontbreken van een *level playing field* met de buurlanden (zie titel 2, vragen 7 en 8);
- het uitblijven van een gunstig, stabiel, rechtszeker en consistent wettelijk, regulatoir en economisch kader, m.a.w. regulatoire zekerheid en stabiliteit;
- de beperkingen op het tijdelijk of definitief buiten dienst stellen van centrales:
  - buitendienststellingen moeten door de operatoren zelf kunnen beslist worden op basis van technisch-economische criteria en veiligheids- en leefmilieuvereisten;
  - beperkingen op buitendienststelling van een installatie die niet meer voldoet aan de technische of veiligheidsvereisten kan zelfs negatieve gevolgen hebben voor de bevoorradingszekerheid aangezien het risico op een onvoorziene onbeschikbaarheid van deze installatie groter wordt.
  - onredelijke beperkingen op buitendienststellingen druisen in tegen de Europese principes van vrije concurrentie en vrijheid van vestiging; ze houden bovendien een aantasting van het eigendomsrecht in, dat beschermd wordt door de Grondwet en het Europees Verdrag van de Rechten van de Mens.

***6) In hoeverre kunnen hernieuwbare energiebronnen (in het bijzonder windenergie) de bevoorradingszekerheid verbeteren?***

Hernieuwbare energiebronnen dragen slechts gedeeltelijk bij tot de bevoorradingszekerheid in die zin dat ze de afhankelijkheid van België van andere – al dan niet te importeren - primaire energiebronnen verminderen.

Aan de andere kant heeft het toenemende aandeel intermitterende hernieuwbare energiebronnen een impact op de werking en de rendabiliteit van klassieke elektriciteitscentrales, en in het bijzonder van de gasgestookte centrales:

- het algemene prijsniveau op de groothandelsmarkten daalt aangezien productie-installaties met zeer lage variabele productiekosten (zoals windturbines, zonnepanelen en waterkrachtcentrales) in toenemende mate de prijs bepalen op de CWE-markt;
- klassieke centrales worden minder ingezet (lager aantal draaiuren);
- de prijsvolatiliteit op de elektriciteitsmarkt neemt toe waardoor gasgestookte centrales meer flexibel ingezet worden – in korte cycli, en dus met meer start- en stopkosten – waardoor hun variabele kosten toenemen.

Het gevolg van deze evolutie is dat de nood aan flexibele klassieke centrales structureel verhoogt (flex- en back up-installaties) maar hun rendabiliteit verlaagt waardoor bestaande installaties vroegtijdig uit dienst moeten worden genomen en geen nieuwe installaties meer worden gebouwd. De integratie van intermitterende hernieuwbare energiebronnen in de markt zou een efficiëntere *dispatch* van de beschikbare conventionele centrales kunnen bewerkstelligen.

De mate waarin intermitterende hernieuwbare energiebronnen (wind, PV, ...) kunnen bijdragen tot de toereikendheid van capaciteit is afhankelijk van hun beschikbare (voorspelbare) productie op het ogenblik van het piekverbruik en zal dus het voorwerp moeten uitmaken van een statistische analyse.

## 2. Mogelijke maatregelen op het gebied van kostenvermindering

**Er zijn reeds maatregelen genomen om de kosten van de conventionele gasproductie-eenheden te verminderen, zoals de vrijstelling van de federale bijdrage voor gas.**

***7) Welke andere maatregelen kunnen worden genomen?***

Voor FEBEG is het herstellen van het *level playing field* met de buurlanden een absolute prioriteit. Aangezien elektriciteitscentrales in de gekoppelde CWE-markt volop met elkaar concurreren, is het vanzelfsprekend dat zij worden blootgesteld aan gelijkaardige voorwaarden zowel op het vlak van hun kosten als op het vlak van hun inkomsten.

De volgende elementen verdienen bijzondere aandacht:

- het 'tarief ondersteundende diensten' is een kostencomponent op basis van geïnjecteerde energie (MWh) en heeft als gevolg dat productie-installaties met een lager rendement buiten België in de *dispatch* (*merit order*) voorrang krijgen op een Belgische installatie met een hoger rendement; deze kosten leiden dus tot een ernstige concurrentieverstoring, belasten het leefmilieu en ontmoedigen nieuwe investeringen in België; bovendien hebben zij een negatieve impact op de economische rendabiliteit van de bestaande productie-installaties met versnelde sluitingen als gevolg; zij verhinderen ook nieuwe investeringen en zullen bijgevolg de bevoorradingszekerheid verder in het gedrang brengen;
- de vrijstelling voor de federale bijdrage aardgas is niet van toepassing op decentrale productie die niet rechtstreeks in het Elia-net injecteert;
- de tarieven voor het aardgasvervoersnet mogen de concurrentiekracht van de gasgestookte elektriciteitscentrales in België niet in het gedrang brengen; indien de Belgische elektriciteitscentrales minder gunstige tarieven zouden genieten voor het reserveren van gascapaciteit dan in de buurlanden, dan kampen zij met een concurrentiehandicap waardoor zij uit de markt dreigen geconcurreerd te worden en te sluiten; dit zou de reeds precaire bevoorradingszekerheid in België verder in gevaar brengen; FEBEG stelt daarom voor om – net zoals dit gebeurt voor de transmissietarieven voor elektriciteit – een *benchmark* uit te voeren met de vervoerstarieven die van toepassing zijn op de gasgestookte elektriciteitscentrales in onze buurlanden;
- in de praktijk blijkt het niet altijd eenvoudig of mogelijk te zijn om korte-termijn-producten voor gascapaciteit te boeken terwijl dit wel mogelijk is in onze buurlanden: korte-termijn-producten beantwoorden nochtans beter aan de economische behoefte van centrales waarvan de draaiuren afnemen, en zouden de rendabiliteit van deze centrales aanzienlijk verbeteren; FEBEG stelt daarom voor om – naar analogie met de voorstellen in de tariefmethodologie voor de transmissietarieven voor elektriciteit - om niet langer ex ante capaciteit te moeten boeken voor eindklanten rechtstreeks aangesloten op het transportnet, zoals dit ook reeds het geval is voor eindklanten verbonden aan het distributienet; de capaciteit zou kunnen toegewezen worden op basis van de maximale allocatie per dag; een dergelijke maatregel zou de flexibiliteit voor de exploitant van een gascentrale enorm verhogen, terwijl tegelijk de administratieve en operationele lasten worden beperkt;
- andere landen hebben bovendien vaak vlottere procedures om installaties aan te sluiten aan of af te schakelen van het elektriciteits- of aardgasnet.

***8) Zijn deze maatregelen op zichzelf voldoende?***

Nee, deze maatregel zijn niet voldoende, maar wel noodzakelijk: zij leiden er enkel toe dat de huidige kostenhandicap van Belgische centrales ten opzichte van andere centrales in de CWE wordt gemilderd.

# 3. Mogelijke maatregelen op het gebied van inkomstenverhoging

**De maatregelen kunnen betrekking hebben op een betere waardering van de geproduceerde kWh, van de flexibiliteit of van de capaciteit.**

## *3.1. Maatregelen voor de verbetering van de elektriciteitsmarkt (Energy Only Market, "EOM")*

**In de huidige marktstructuur worden de eenheden op termijn vergoed voor de optie op levering van kWh, in day ahead en intraday voor de fysieke levering van kWh en op de balancing-markt voor het ter beschikking stellen van een flexibele capaciteit.**

***9) Hoe kan het concept van de markt worden aangepast zodat een betere toereikendheid en flexibiliteit tot stand komen en deze correct gewaardeerd worden?***

Zoals eerder vermeld, zorgt de EOM ervoor dat de energie op de meest kostenefficiënte manier (*merit order*) wordt geleverd. Het verder verbeteren van de EOM is dan ook essentieel om de efficiëntie van de *dispatching* van de centrales te verhogen.

Op de volgende vlakken kan de werking van de EOM nog verder verbeterd worden:

- de *day ahead*-markt moet verder evolueren naar een zo groot mogelijke marktzone (één Europese gekoppelde markt, grotere biedzones, ...) om een zo efficiënt mogelijk *dispatch* van elektriciteitscentrales mogelijk te maken;
- het implementeren van de continue *cross border intraday* markt op Europees niveau – die reeds verschillende malen is vertraagd - met het oog op een betere optimalisatie van portfolio's *intraday* en een betere concurrentie tussen flexibele middelen;
- het integreren van de onbalansmarkten zodat op een meer efficiënte manier gebruik kan gemaakt worden van flexibele middelen en reserves;
- het beter informeren van de evenwichtsverantwoordelijken (activaties van flexibiliteit in hun portfolio op vraag van de netbeheerders, indicatieve publicatie in *real time* van hun onbalansposities, ...) zodat zij een beter zicht hebben op hun onbalanspositie in *real time* wat hen in staat zal stellen om beter te balanceren en accurater in te spelen op de onbalanssignalen van de netbeheerder;
- het bevorderen van de deelname van vraagbeheer in de *spot*markt om zo de nood aan piek- en *back up*-centrales te verminderen;
- het afschaffen van prijsreguleringen (vangnetregulering, energienorm, ...) zodat de prijzen die aan de klanten wordt doorgerekend het evenwicht tussen vraag en aanbod – en de mogelijke schaarste - op de markten correcter weerspiegelen;
- het vermijden of afschaffen van regulatoire of administratieve maatregelen die de uitkomst van de marktwerking onnodig verstoren;
- het afschaffen van *price caps* om te vermijden dat het potentieel aan vraagbeheer of bepaalde flexibele productiemiddelen niet volledig zou ontwikkeld worden;
- ...

Het doorvoeren van deze maatregelen zal de toereikendheid en de flexibiliteit van de markt verbeteren, maar de bevoorradingszekerheid niet veilig stellen. Dit is immers niet het objectief waarvoor de energiemarkt en de onbalansmarkt werden ontwikkeld (zie antwoord op vraag 3).

***10) Zou de introductie van sterkere prijssignalen kunnen bijdragen aan de verwezenlijking van het doel?***

Nee, de prijssignalen die ontstaan moeten een correcte weerspiegeling zijn van het spel van vraag en aanbod op de markt. Elke beïnvloeding van de resultaten van dit proces zal leiden tot vertekende prijssignalen en marktverstoringen.

***11) Welke aanpassingen op de day ahead- en intraday-markt zouden ervoor kunnen zorgen dat de kortetermijnprijs de capaciteitsschaarste weerspiegelt?***

De prijzen op de *day ahead*-markt weerspiegelen op dit ogenblik reeds de mogelijke capaciteitsschaarste (zie antwoord op vraag 4). De verbeteringen die aan de *day ahead*- en *intraday*-markt zouden kunnen aangebracht worden, zijn reeds opgesomd (zie antwoord op vraag 9): vooral het implementeren van de *continue cross border intraday*-market zou de liquiditeit op de *intraday*-markt aanzienlijk doen toenemen zodat deze markt meer accurate prijssignalen zou opleveren.

***12) Zijn prijspieken noodzakelijk en voldoende om de toereikendheid van de productiemiddelen te waarborgen?***

Sporadische en onzekere prijspieken vormen geen voldoende stabiele bron van inkomsten voor investeerders, noch om bestaande capaciteit in de markt te houden, noch om nieuwe lange-termijn-investeringen aan te trekken (probleem van *bankability*).

Enkel een EOM met structurele prijspieken – en dus een structurele inframarginale- en schaarsheidsrente – zou in staat kunnen zijn om investeringen aan te trekken, maar dit is net onmogelijk: nieuwe investeringen zullen de schaarste doen afnemen waardoor de prijspieken – en dus de inframarginale- en schaarsheidsrente – verminderen, waardoor de investeerder zijn kapitaalskosten niet zal terugverdienen. Adequate prijssignalen alleen zullen dus niet voldoende zijn om investeerders voldoende garanties te bieden.

In dit verband wenst FEBEG nog de aandacht te trekken op het feit dat het toenemende aandeel intermitterende hernieuwbare energiebronnen met lage variabele kost de gemiddelde marktprijs op de EOM zal doen dalen (zie antwoord op vraag 6) waardoor ook deze installaties – met relatief hoge investeringskost – moeilijker hun vaste kosten zullen terugverdienen, terwijl de vaste (investerings)kosten van de intermitterende bronnen grotendeels door subsidies zijn gedekt.

***13) Aan welke voorwaarden moeten deze prijspieken voldoen om vanuit maatschappelijk oogpunt aanvaardbaar te zijn?***

Volgens de normale economische theorie zouden prijspieken aanvaardbaar moeten zijn: schaarse goederen zijn immers duur. Daarbij dient opgemerkt te worden dat de meerderheid van de klanten evenwel beschermd is tegen de effecten van deze prijspieken: de leveranciers rekenen via hun leveringscontracten slechts een risicopremie door.

Meer frequente, hogere of onvoorspelbare prijspieken dreigen evenwel het risico voor de leverancier te verhogen wat een weerslag zal hebben op de toegepaste risicopremie. In deze optiek hebben de klanten meer belang bij een stabiele en voorspelbare markt, dan bij een volatiele markt.

FEBEG stelt echter vast dat het grote publiek en politici elektriciteit vaak beschouwen als een 'publiek goed' wat aanleiding geeft tot interventies in de markt (*price caps*, vangnetregulering, energienorm, strategische reserve, ...). In deze context zullen prijspieken of regelmatige activaties van het afschakelplan wellicht niet aanvaardbaar zijn. Regulatoren en mededingingsautoriteiten staan ook erg argwanend tegenover gebeurlijke prijspieken.

Bovendien voelen politici mogelijk de druk om in te grijpen en de prijzen – die vrij zouden moeten kunnen bewegen om accuraat de schaarste te reflecteren – kunstmatig te verminderen uit vrees dat de producenten op dat ogenblik overdreven winsten zouden genereren. Dit is echter een misvatting want in een concurrerende markt zullen zelfs deze prijspieken nog niet volstaan om de nodige investeringen aan te trekken om de toereikendheid van capaciteit te verzekeren (zie antwoord op vraag 12).

***14) Zijn de stimulansen voldoende om ervoor te zorgen dat de evenwichtsverantwoordelijken hun evenwichtspositie bewaren?***

Ja, de stimulansen zijn voldoende om ervoor te zorgen dat de evenwichtsverantwoordelijken hun evenwichtspositie bewaren. Het systeem is zelfs in die zin verbeterd dat de evenwichtsverantwoordelijken – onder bepaalde voorwaarden – hun evenwichtspositie mogen verlaten om het systeem te helpen. Dit belet niet dat de onbalansmarkt nog verder kan verbeterd worden (zie antwoord op vraag 9).

FEBEG wenst hier niettemin nogmaals op te merken dat de onbalansmarkt niet als objectief heeft om de toereikendheid van capaciteit te waarborgen (zie antwoord op vraag 3).

***15) In hoeverre heeft het verhogen van het prijssignaal tot 4.500 EUR/MWh in het geval van een structurele onevenwichtigheid invloed op het gedrag van de spelers?***

Het onbalanstarief van 4.500 EUR/MWh is ingevoerd om de marktpartijen te ontraden om bij een structurele onbalans te arbitreren tussen aankoop op de *day ahead* en *intraday*-market en de onbalansmarkt. Marktpartijen worden dus gestimuleerd om maatregelen te nemen om zich tijdig in te dekken.

De invoering van het onbalanstarief van 4.500 EUR/MWh heeft niettemin ook aantal ongewenste gevolgen:

- het onbalanstarief van 4.500 EUR/MWh is een kunstmatig signaal en niet langer een prijssignaal dat de werkelijke schaarste op de onbalansmarkt weerspiegelt;
- het tarief zou de leveranciers ook kunnen stimuleren om niet meer elektriciteit te verkopen dan dat ze op een betrouwbare manier kunnen aankopen;
- het tarief kan ook een toetredingsbarrière vormen voor nieuwe marktspelers die afgeschrikt kunnen worden door dit hoge risico in verhouding met de relatieve beperkte winstverwachtingen in een competitieve markt;
- het tarief vormt ook een ernstig economisch risico voor bestaande of nieuwe producenten (*bankability*) met slechts één enkele centrale in België: bij uitval van de betrokken centrale in geval van schaarste dreigen deze producenten blootgesteld te worden aan grote financiële risico's;

- het vormt ook een asymmetrisch risico inhoudt voor de exploitanten van elektriciteitscentrales in België: zij zijn immers verplicht om hun capaciteit te verkopen in de *day ahead*-markt waar de prijs is beperkt tot 3.000 EUR/MWh, terwijl ze – bijvoorbeeld in geval van een technische fout – het risico lopen 4.500 EUR/MWh te moeten betalen in de onbalansmarkt; dergelijk asymmetrisch risico bestaat niet voor centrales in andere landen waarmee de Belgische centrales concurreren.

FEBEG wenst ook de aandacht te trekken op de situatie van de niet-geïntegreerde leveranciers, met name de leveranciers die niet over eigen productie beschikken en de volledige hoeveelheid elektriciteit om hun klantenportefeuille te beleveren, aankopen op de groothandelsmarkt. Zij - in het bijzonder - dreigen als eerste niet in staat te zijn de nodige volumes te vinden om hun klantenportefeuille te beleveren en blootgesteld te worden aan dit onbalanstarief. Een voldoende liquide markt is dus uitermate belangrijk om te vermijden dat dit onbalanstarief een stimulans vormt om de marktrollen (productie, evenwichtsverantwoordelijke, leverancier, ….) – die om efficiëntieredenen bij de liberalisatie werden onderscheiden – opnieuw te integreren.

***16) Bestaan er voldoende instrumenten om (voor zowel de consument als voor de houder van de capaciteit) de toekomstige kosten en inkomsten te verzekeren? Het risico op volatiliteit van de spotprijzen kan worden afgedekt door middel van forward producten van het type futures of opties:***

***a) Welke hedging-producten zouden kunnen worden ontwikkeld op forward-markt?***

De *forward*-markt geeft geen voldoende prijssignaal om de benodigde investeringen aan te trekken met het oog het op het verzekeren van de toereikendheid (zie antwoord op vraag 4). Aangezien er geen vraag is – omwille van de onzekerheid over de klimatologische omstandigheden en de grootteorde van de klantenportefeuilles - om sporadische piekbehoeften reeds lang op voorhand in te dekken zal, zal een hedging-product geen oplossing bieden.

FEBEG wenst hierbij nog twee kanttekeningen te maken:

- nieuwe investeringen die de structurele schaarste doen afnemen, zullen op termijn ook leiden tot lagere *forward*-prijzen;
- als gevolg van de financiële crisis hebben heel wat banken zich teruggetrokken uit de *forward*-markt waardoor de liquiditeit aanzienlijk is verminderd.

***b) Hoe kan de marktliquiditeit over een termijn van 1, 2 of 3 jaar worden gewaarborgd?***

Liquide *forward*-markten bevorderen de rentabiliteit van de centrales – en in die zin is het verbeteren van de *forward*-markt noodzakelijk - aangezien bijkomend inkomsten kunnen genereerd worden via de *forward*-markt.

De liquiditeit op de *forward*-markt zou kunnen verbeterd worden door de volgende maatregelen:

- door het vergroten van de biedzones zou de omvang – en dus ook de liquiditeit – van de *forward*-markt kunnen verbeterd worden;
- een *market maker* zou kunnen zorgen voor een redelijke *spread* tussen vraag en aanbod voor bepaalde producten, bijvoorbeeld week-, maand-, kwartaal en jaarproducten, maar heeft op zich geen toevoegde waarde met betrekking tot het waarborgen van de toereikendheid.

***c) Is er behoefte aan producten op langere termijn (4, 5, of zelfs 6 jaar)? Zo ja, hoe kan hiervan de liquiditeit worden gewaarborgd?***

Producten op langere termijn zouden een positieve evolutie zijn, maar de verwachtingen zijn eerder beperkt: marktpartijen kopen immers energie in functie van hun noden en op basis van een strategische aankooppolitiek om zo hun blootstelling aan marktrisico's te beperken. Bovendien zullen geen nieuwe investeringen aangetrokken worden door deze producten (zie ook antwoord op vraag 16 a) waardoor de maatregel niet zal bijdragen tot de toereikendheid van capaciteit.

***17) Welke invloed heeft het huidige vergoedingsmechanisme voor capaciteit (strategische reserve) op de werking van de markt?***

Door het specifieke ontwerp van de strategische reserve is de impact op de werking van de markt eerder beperkt.

Alleen elektriciteitscentrales waarvan de tijdelijke of definitieve sluiting was aangekondigd – en waarvan het dus de bedoeling was dat ze effectief de markt zouden verlaten – mogen deelnemen aan de strategische reserve. In deze optiek heeft het invoeren van de strategische reserve geen directe invloed op de beschikbare capaciteit in de markt. Dit verklaart ook waarom de strategische reserve geen aanleiding heeft gegeven tot een verhoging van de prijs op de spotmarkt (zie antwoord op vraag 4).

Voor de winterperiode 2014-2015 is Elia er niet in geslaagd om het gewenste volume van 1.200 MW aan strategische reserves volledig te contracteren. Op 15 januari 2015 heeft Minister van Energie, M-C. Marghem, bovendien beslist om – binnen bepaalde randvoorwaarden – het volume aan strategische reserves op te trekken tot 3.500 MW voor de winterperiode 2015-2016. In een dergelijke structureel krappe market bestaat het risico dat strategische vraagbeheer zal worden gecontracteerd aan hoge prijzen. Flexibele vraag zou op deze manier kunnen afgeleid worden naar de strategische reserve wat een impact zou kunnen hebben op de volumes op de onbalansmarkt.

Tot slot, marktpartijen hebben nog geen ervaring met de activatie van de strategische reserve en eventuele verwachte en onverwachte effecten hiervan op de markt.

### *3.2. <u>Verbetering van de genomen maatregelen: aanbesteding en strategische reserve</u>*

**België heeft recentelijk twee nieuwe mechanismen ontwikkeld om op korte en lange termijn te kunnen voorzien in de behoefte aan capaciteit: de strategische reserve en de aanbesteding.**

***18) Is de combinatie van deze twee mechanismen voldoende om de doelstelling inzake de bevoorradingszekerheid te verwezenlijken? Zo neen, licht dan toe waarom niet.***

FEBEG is ervan overtuigd dat zowel de strategische reserve als de aanbesteding voor nieuwe capaciteit op langere termijn geen structurele oplossing bieden voor de toereikendheid van capaciteit (zie antwoorden op vraag 19 en 20).

***19) Kan volgens u het aanbestedingsmechanisme als aanvulling op het vergoedingsmechanisme bijdragen tot de verwezenlijking van de doelstelling inzake de toereikendheid van de conventionele productie-eenheden?***
***Zo neen, licht dan toe waarom niet en geef aan welke aanpassingen* er volgens u zouden moeten plaatsvinden zodat deze doelstelling wel bereikt kan worden.**

De aanbesteding voor nieuwe centrales is opgezet met het objectief om – op korte termijn – investeerders in nieuwe productiecapaciteit aan te trekken door hen bepaalde garanties te bieden dat zij hun investering zullen terugverdienen.

De aanbesteding voor nieuwe centrales is beperkt tot welbepaalde types van centrales, namelijk open-cyclus-gasturbines en STEG's. FEBEG heeft zich steeds vragen gesteld bij deze aanbesteding:

- Is de aanbesteding niet discriminerend aangezien ze steun voorziet voor welbepaalde types nieuwe centrales terwijl bestaande centrales met dezelfde technische karakteristieken niet in aanmerking komen?
- Werkt de aanbesteding niet contraproductief ten aanzien van haar doelstelling, namelijk het veilig stellen van de bevoorradingszekerheid omwille van het *slippery slope effect*: de aanbesteding zorgt ervoor dat nieuwe centrales in de markt komen waardoor oudere – en minder rendabele – centrales minder zullen afgeroepen worden in de markt, dus minder rendabel zullen worden en uiteindelijk uit dienst zullen worden genomen?
- Waarom staat de aanbesteding niet open voor deelname van buitenlandse capaciteit via de interconnecties?

***20) Bent u van mening dat de strategische reserve in zijn huidige staat kan bijdragen tot de verwezenlijking van de doelstelling inzake de bevoorradingszekerheid?***
***Zo neen, licht dan toe waarom niet en geef aan of de strategische reserve volgens u:***
***- moet worden afgeschaft;***
***- moet worden aangepast; en geef daarbij aan welke wijzigingen er zouden moeten plaatsvinden zodat de doelstelling wel bereikt kan worden.***

FEBEG is van oordeel dat de strategische reserve een tijdelijke noodmaatregel is die centrales, die tijdelijke of definitief buiten dienst zouden gesteld worden, toch – zij het buiten de markt – ter beschikking houdt met het oog op de toereikendheid van capaciteit. De strategische reserve is volgens FEBEG geen structurele oplossing, maar wel geschikt als overgangsmaatregel omdat hij als voordeel heeft dat de impact op de marktwerking (*merit order*) beperkt is en dat hij omkeerbaar is. De onbalansprijs van 4.500 EUR/MW die het gevolg is van deze maatregel, brengt niettemin ook ongewenste gevolgen met zich (zie antwoord op vraag 15).

Op langere termijn is de maatregel van de strategische reserve onvoldoende om de toereikendheid van capaciteit veilig te stellen:

- Voor de winterperiode 2014-2015 is Elia er niet in geslaagd om het gewenste volume van 1.200 MW aan strategische reserves volledig te contracteren. Op 15 januari 2015 heeft Minister van Energie, M-C. Marghem, bovendien beslist om – binnen bepaalde randvoorwaarden – het volume aan strategische reserves op te trekken tot 3.500 MW voor de winterperiode 2015-2016. FEBEG stelt zich dan ook de vraag of Elia in staat zal zijn om het volume van 3.500 MW aan strategische reserve te contracteren.
- Sommige productie-eenheden die om economische redenen sluiten, voldoen niet aan de verkiesbaarheidsregels voor strategische reserve en kunnen dan ook niet opgevangen worden via de strategische reserve.

- Andere productie-eenheden, die wel in aanmerking komen, zullen – om technische (*end of life cycle*) of andere redenen (vergunningen, milieu- of veiligheidsvoorwaarden, ...) zullen niet of met een lager vermogen deelnemen aan de strategische reserve, niet in het minst omdat de termijn die nodig is om de investeringen uit te voeren langer is dan de periode tussen het contracteren van de strategische reserve en het leveren van de dienst.

Aangezien de strategische reserve misschien niet opgevuld raakt en eventuele prijspieken op zich onvoldoende zijn (zie antwoord op vraag 12), zal de energiemarkt in combinatie met de strategische reserve niet voldoende investeringen aantrekken om de toereikendheid veilig te stellen. FEBEG is dan ook van oordeel dat – tijdens de overgangsperiode van de strategische reserve – zo snel mogelijk werk moet gemaakt worden van een structurele wijziging in het *markt design*.

Dit belet natuurlijk niet dat de maatregel van de strategische reserve ondertussen nog verder wordt verbeterd, bijvoorbeeld door het aanpassen van de verkiesbaarheidscriteria of het aanpassen van de *timings* om de nodige tijd voor investeringen in de procedure in te bouwen.

***21) Welk volume zou de strategische reserve maximaal mogen hebben? Waarom?***

FEBEG is van oordeel dat het volume van de strategische reserve ondergeschikt is aan de kostenefficiëntie van de systeem. Een kosten-baten-analyse zou kunnen onderzoeken vanaf wanneer het kostenefficiënter wordt om het mechanisme van de strategische reserve – waarbij een vergoeding wordt betaald aan centrales om ter beschikking te blijven van terwijl ze uit de markt worden geplaatst – te vervangen door een andere vergoedingsmechanisme voor capaciteit.

## ***3.3. Het instellen van een ander vergoedingsmechanisme voor capaciteit (CRM) dan de strategische reserve***

***Specifieke afbakening van het op te lossen probleem***

**Het beoogde doel kan bereikt worden via: de bevordering van het afschakelbaar vermogen, het behoud van bestaande eenheden in en buiten de markten, de ontwikkeling van nieuwe capaciteiten (zo ja, van welk type: flexibele piekcapaciteit om de back-up van RES-eenheden te garanderen, kapitaalintensievere semi-baseload-capaciteit), het beperken van prijspieken op de elektriciteitsmarkt en het doorvoeren van, aanpassingen gericht op meer overeenstemming met de buurlanden.**

***22) Waarom moet een andere CRM dan de strategische reserve in België worden ingevoerd?***

Zoals reeds uiteengezet, biedt de combinatie van de strategische reserve (zie antwoord op vraag 20) in combinatie met de EOM (zie antwoorden op vraag 12 en 15) geen garantie op toereikendheid van capaciteit.

***23) Welk(e) proble(e)m(en) moet dit mechanisme precies oplossen?***

De EOM heeft als doel om op de meest kostefficiënte wijze elektriciteit te produceren. Op basis van de *clearing price* wordt een inframarginale rente – indien aanwezig – toegekend aan de eenheden met een lagere marginale kost.

Op de EOM doen zich echter in stijgende mate de volgende twee fenomenen voor:

- Door het toenemend aandeel capaciteit met een zeer lage marginale kost wordt de elektriciteitsprijs - die het gevolg is van een clearing tussen vraag en aanbod – sterk gedrukt tijdens momenten van beschikbaarheid van hernieuwbare energiebronnen. Hierdoor daalt ook de inframarginale rente en dus ook de mogelijkheid om de vaste kosten te kunnen recupereren.

- Een tweede probleem treedt op als gevolg van de verenging van de toegelaten technologieën in de markt. Indien enkel hernieuwbare energiebronnen en aardgascentrales worden toegelaten – milieunormen, politieke voorkeur, ... - wordt een *merit order* gecreëerd waarbij de variaties in productiekost (marginale kost) amper variëren tussen de verschillende productie-eenheden van dezelfde technologie. Hierdoor zal de inframarginale rente zeer beperkt zijn voor de eenheden met dezelfde technologie en zullen de vaste kosten niet kunnen worden gerecupereerd.

Als gevolg hiervan zal de markt een nieuw evenwicht evolueren waar capaciteit met hoge vaste kosten uit de markt zullen verdwijnen. Schaarste is onlosmakend verbonden met de marktwerking in de EOM aangezien schaarste een weerspiegeling is van de noodzakelijke inframarginale- en schaarsheidsrente om de vaste kosten te kunnen vergoeden. Indien dit niet langer het geval is, zal de verlieslatende capaciteit uit de markt verdwijnen.

Wanneer de maatschappij een echter een hoger niveau van toereikendheid van capaciteit wenst dan kan worden geleverd via de – al dan niet verbeterde – EOM, ontstaat de vraag naar een bijkomende product, namelijk een capaciteitsproduct of een capaciteitsverplichting (zie ook antwoord op vraag 3).

FEBEG is van mening dat de markt voor dit nieuwe product op de meest kostenefficiënte manier manier moet georganiseerd worden, terwijl het toch de toereikendheid van capaciteit waarborgt. De volgende elementen zijn daarom belangrijk bij de keuze van het mechanisme:

- het vergoedingsmechanisme voor capaciteit moet marktgebaseerd, d.w.z. dat leiden tot een correcte prijs die de volledige kost – niet meer en niet minder – van de beschikbaarheid van capaciteit over lange periode vergoed: de prijs voor capaciteit moet ook '0' kunnen worden wanneer de gewenste capaciteit voldoende inkomsten kan genereren in de energiemarkt en in de onbalansmarkt;
- het vergoedingsmechanisme voor capaciteit moet van toepassing zijn op alle capaciteit – in een *level playing field* – zodat de competitie tussen de aanbieders van capaciteit ten volle kan spelen, d.w.z.:
    - zowel op bestaande als op nieuwe capaciteit;
    - zowel op productie, opslag als vraag;
    - op alle technologieën.
- het vergoedingsmechanisme voor capaciteit wordt bij voorkeur op CWE-niveau – idealiter op Europees niveau – ingevoerd, maar tenminste moet gekozen worden voor een mechanisme dat kan gekoppeld worden met dat van andere landen of dat deelname van capaciteit uit andere landen toelaat zodat het meest kostefficiënte optimum kan gevonden worden door binnen de grenzen van de interconnectiecapaciteit competitie met capaciteit uit andere landen mogelijk te maken.

***24) Zijn deze problemen specifiek voor de Belgische markt?***

Neen, ook in andere landen neemt de toereikendheid van capaciteit af en in Frankrijk stelt zich eveneens al een probleem (zie antwoord op vragen 1 en 2). Het vergt dan ook een supranationale aanpak, bij voorkeur op het Europese niveau, maar tenminste op het niveau van de CWE.

***25) Moet dit mechanisme het mechanisme van de strategische reserve vervangen of kan het als aanvulling erop dienen?***

Vervangen, rekening houdend met de duur van de lopende contracten voor de strategische reserve (zie antwoord op vraag 22).

***Noodzakelijkheid van een CRM en timing***

***26) Welke oplossingen zou dit mechanisme kunnen bieden die een verbeterde EOM niet kan bieden en waarom?***

Zie antwoord op vraag 23.

***27) Waarom is er dringend nood aan een nieuw mechanisme?***

Zie antwoord op vraag 2 en 22.

***Overgangskarakter of nieuw concept voor marktwerking***

**Het huidige gebrek aan rentabiliteit van de conventionele productiemiddelen heeft verschillende oorzaken: het intermitterend karakter van de hernieuwbare productie, te veel must run-eenheden, hoge gasprijs ten opzichte van de elektriciteitsprijs (als gevolg van de daling van de vraag door de economische crisis, van de lage marginale productiekost van de RES, van de lage steenkoolprijs en van de lage emissiequota).**
**Sommige van deze factoren houden verband met marktmechanismen (concurrentie gas/steenkool, zwakke vraag en, in zekere mate, lage prijs van de quota), andere resulteren uit interventies op de markt (beleid ter ondersteuning van de RES).**

***28) Is het probleem van conjuncturele of structurele aard? Licht toe.***

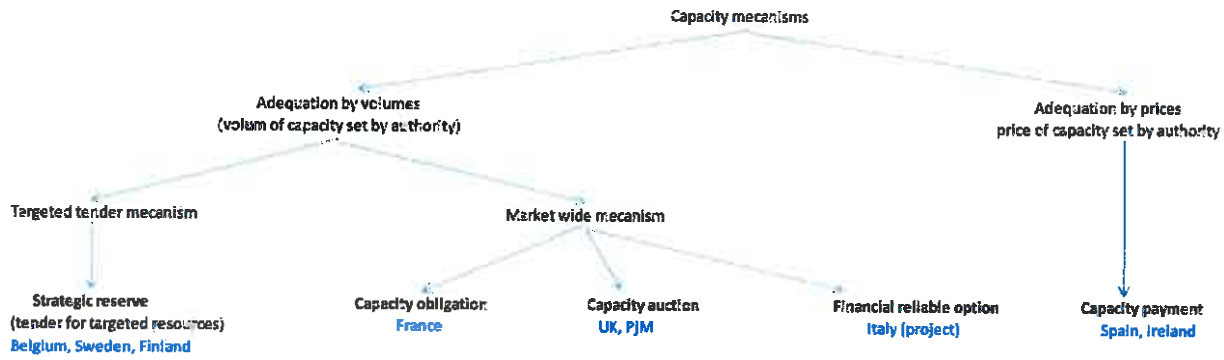
Het probleem is van structurele aard. De markt zal in toenemende mate beïnvloed worden door een groter aandeel hernieuwbare energiebronnen met lage marginale productiekost, meer vraagbeheer en mogelijk nieuwe technologieën zoals opslag. Het gevolg hiervan zijn:

- een gemiddeld lagere prijs die onvoldoende inframarginale rente zal opleveren voor de benodigde back up capaciteit voor de intermitterende hernieuwbare energiebronnen (zie ook antwoord op vraag 6);
- sporadische en onzekere prijspieken die onvoldoende zullen zijn om nieuwe investeringen aan te trekken (zie ook antwoord op vraag 12).

***Soorten CRM***

**Het volgende schema toont de verschillende soorten CRM.**

Schema 1: Typologie van vergoedingsmechanismen voor capaciteit




***29) Zou in België de voorkeur moeten worden gegeven aan een mechanisme (zie schema 1):***
***- dat is gebaseerd op prijzen of op volume?***

| ***Gebaseerd op prijzen*** | | ***Gebaseerd op volume*** | |
|---|---|---|---|
| + | De prijs voor capaciteit is op voorhand gekend | + | De toereikendheid van capaciteit is effectief verzekerd |
| - | Een mogelijk discrepantie tussen de op voorhand vastgestelde prijs en de werkelijke marktwaarde van de capaciteit | + | Het is mogelijk om rekening te houden met de investeringscyclus (tijdshorizon van het prijssignaal) |
| - | Het is niet zeker dat het volume dat nodig is om de toereikendheid van capaciteit te verzekeren, zal gevonden worden in de markt aan de vastgestelde prijs | + | De prijs is het resultaat van marktwerking (vraag en aanbod) |
| | | - | Het is onzeker wat de uiteindelijke prijs zal zijn die betaald moet worden voor het volume |

Op basis van deze analyse geeft FEBEG de voorkeur aan een mechanisme gebaseerd op volume.

***- dat het geheel van de capaciteit betreft of is gericht op een gedeelte ervan?***

| ***Geheel van de capaciteit*** | | ***Gedeelte van de capaciteit*** | |
|---|---|---|---|
| + | Het mechanisme laat toe om de werkelijke prijs van capaciteit in de markt te kennen | + | Het mechanisme heeft initieel een lagere kost |
| + | Er is volledige competitie tussen alle aanbieders van capaciteit | - | Risico op discriminatie |
| + | Het laat echte marktwerking toe | - | Het is niet effectief op langere termijn (*'slippery slope'* effect) |

| | | | |
|---|---|---|---|
| + | De markt zal kiezen voor die technologieën die op de meest kostenefficiënte manier beantwoorden aan de noden | - | Het mechanisme kan leiden tot een suboptimale – en dus duurdere - energiemix |
| + | Het is effectief (geen *'slippery slope'* effect) | - | Risico dat het mechanisme afglijdt naar een volledig gereguleerd mechanisme |
| + | Compatibel met eventueel andere mechanismen in de CWE | - | Niet compatibel met eventueel andere mechanismen in de CWE |

Op basis van deze analyse geeft FEBEG de voorkeur aan een mechanisme dat van toepassing is op het geheel van de capaciteit

***- dat gecentraliseerd of gedecentraliseerd is?***

| ***Gecentraliseerd*** | | ***Gedecentraliseerd*** | |
|---|---|---|---|
| + | Voorafbepaald proces | + | Meer mogelijkheden tot innovatie (contracten op maat van de klant, secundaire markt, ...) |
| + | Volledige transparantie | + | Volledige transparantie |
| + | Stabiel signaal voor investeringen (door middel van aankopen op langere termijn) | + | Optimalisatie door de markt voor het bepalen van de gewenste volumes |
| - | Beperkingen in de productspecificaties | - | Hogere transactiekosten voor de leveranciers |
| - | Groter risico op overschatting van de benodigde volumes | - | De effectiviteit van het systeem is in grote mate afhankelijk van de penaliteiten |
| - | Groter regulatoir risico voor marktpartijen | - | Het is moeilijker om een stabiel signaal voor investeringen op langere termijn te creëren |

Op basis van deze analyse zijn zowel een gecentraliseerd als een gedecentraliseerd mechanisme aanvaardbaar voor FEBEG.

***Argumenteer uw keuze.***

FEBEG is met andere woorden voorstander van een mechanisme dat gebaseerd is op volume en het geheel van de capaciteit betreft. Het mechanisme kan zowel gecentraliseerd als gedecentraliseerd zijn.

***30) Welke van de vijf genoemde systemen is volgens u het meest geschikt om de doelstelling te behalen en waarom?***

Op basis van de analyse van FEBEG (zie antwoord op vraag 29) zijn zowel een *'capacity obligation'* als een *'capacity auction'* aanvaardbaar. Beiden mechanismes hebben specifieke karakteristieken en daarom elk ook hun voor- en nadelen:

| ***Capacity obligation*** | ***Capacity auction*** |
|---|---|
| Mogelijkheden voor innovatie (contracten op maat van de klant, secundaire markt, ...) | Beperkingen in de productspecificaties |
| De leveranciers hebben een stimulans op de capaciteit in hun portfolio te optimaliseren | Risico op overschatting van de benodigde volumes door de centrale overheid |
| Hogere complexiteit van het mechanisme (federaal versus regionaal, ...) | Voorafbepaald proces waardoor snelle implementatie mogelijk is |

| | |
|---|---|
| Vraagbeheer zal gestimuleerd worden door de leverancier die zo zijn capaciteitsverplichting (piekverbruik) kan beperken | Vraagbeheer zal gestimuleerd worden door de aggregator die capaciteit zal aanbieden in de capaciteitsveiling |
| Hogere transactiekosten voor de leverancier, die wel zijn centrale rol (SPOC) in het systeem behoudt | Geen transactiekosten voor de leverancier die ook geen rol heeft in het systeem |
| Effectiviteit van het systeem is afhankelijk van de penaliteiten | Stabiel signaal voor investeringen (door middel van aankopen op langere termijn) |
| De evenwichtsverplichting van de leverancier (BRP) wordt verstrekt | Het probleem van de *'free riders'* wordt kortgesloten |
| De capaciteitskost zal via de energiecomponent in de factuur worden doorgerekend aan de klant | De capaciteitskost zal door de centrale aankoper via de nettarieven op de factuur de leverancier aan de klant worden doorgerekend |
| Redelijk eenvoudig te implementeren, maar de nodige overgangstermijnen moeten voorzien worden om de leveranciers toe te laten hun leverancierscontracten aan te passen | Er moet een veilingplatform ontwikkeld worden |
| Marktgeoriënteerde oplossing | Hoger regulatoir risico |

***31) Hoe kan de CRM die u voorstelt de eventuele vergissingen verzachten van de voorspelling gemaakt door de instantie verantwoordelijk voor de berekening van de volumes?***

Het is de overheid die bepaalt wie verantwoordelijk is voor de berekening van de volumes en welke methodologie door deze instantie moet toegepast worden (zie ook antwoorden op vragen 1 en 2).

Zowel bij een *'capacity-obligation'* als bij een *'capacity-auction'* is een centrale partij verantwoordelijk voor de opvolging van de toereikendheid. Deze centrale partij dient in te schatten wat de impact is van het beleid dat wordt uitgevoerd op het piekverbruik. Zo kan energie-efficiënte en inschakeling van nieuwe technologieën (batterijen, micro-WKK's, elektrische wagens, ...) een verlagend of verhogend effect hebben op het piekverbruik. Andere maatregelen in de samenleving kunnen het piekverbruik verschuiven (zomer en winteruur, flexibelere werkroosters, ...). Deze centrale overheid die beschikt over al deze elementen kan een globale en onderbouwde inschatting maken naar de verwachte pieknoden.

FEBEG is van oordeel dat de bevoegde instantie verplicht moet worden om de marktpartijen te consulteren over de methodologie voor de berekening van de volumes evenals over de gebruikte scenario's en onderliggende data of aannames.

In het geval van de *'capacity obligation'* zal aan de leverancier een capaciteitsverplichting opgelegd worden in functie van zijn verwachte piekverbruik. Welke methodologie ook precies zal worden toegepast, bij de keuze voor dit model zullen de berekeningen van de instantie getoetst worden aan de individuele en geglobaliseerde ramingen en verwachtingen van de leveranciers.

***Grensoverschrijdende samenwerking***

***32) Moet een CRM in België de directe deelname van buitenlandse capaciteit toestaan? Zo ja, van welke beheerswijze moet dan worden gebruik gemaakt voor de interconnectiecapaciteit?***

Ja, FEBEG is van oordeel dat een capaciteitsmarkt in België de directe deelname van buitenlandse capaciteit moet toestaan ten belope van de beschikbare interconnectiecapaciteit, en wel om twee redenen:

- dit is de meest kostenefficiënte oplossing:
  - het is niet zinvol om in België het signaal te geven om te investeren indien er in de buurlanden nog voldoende capaciteit aanwezig is om de toereikendheid van de capaciteit in België te helpen garanderen;
  - door capaciteit in het buitenland te laten deelnemen via de interconnecties vergroot de competitie waardoor de kosten voor de eindklant worden beperkt;
- het is een stimulans om de capaciteitsmechanismen tussen de landen verder te coördineren en te harmoniseren in de richting van een CWE- of Europese capaciteitsmarkt: om deze reden moet – omgekeerd – Belgische capaciteit ook kunnen deelnemen aan buitenlandse capaciteitsmarkten.

Wat het beheer betreft, is FEBEG voorstander van een mechanisme waarbij de beschikbare capaciteit (productie, opslag of vraagbeheer) in het buitenland expliciet wordt gecontracteerd en de interconnectiecapaciteit impliciet wordt gebruikt.

Praktisch betekent dit het volgende:

- de capaciteit (productie, opslag of vraagbeheer) wordt binnen de grenzen van de beschikbare interconnectiecapaciteit - zodat deze niet kan worden overbelast – expliciet gecontracteerd in het buitenland: deze capaciteit mag dan niet meer verkocht worden in een andere capaciteitsmarkt en mag – om dubbeltellingen te vermijden – ook niet langer in aanmerking genomen worden voor de bepaling van de behoefte aan capaciteit in het land waarin de capaciteit zich bevindt;
- de interconnectiecapaciteit hoeft niet expliciet gereserveerd te worden, maar zal impliciet gebruikt worden: de nood aan energie zal zich vertalen in een hoge energieprijs op de energiemarkt die zorgt voor een optimale *dispatch* van de productiemiddelen terwijl het zeker is dat de gevraagde energie ingevoerd kan worden – expliciete contractering binnen de beschikbare grenscapaciteit – ook al wordt de ingevoerde energie niet geleverd door de betrokken gecontracteerde centrale.

***33) Welke invloed zou een CRM in België en een EOM in een aangrenzend land op de energiemarkt hebben?***

Een capaciteitsvergoeding heeft geen invloed op de variabele kost van een productie-eenheid. Dit betekent dat een capaciteitsmarkt de prijszetting in de naburige EOM niet rechtstreeks zal beïnvloeden.

Een capaciteitsmarkt zorgt er wel voor dat steeds voldoende capaciteit beschikbaar is in de markt wat betekent dat minder prijspieken zullen optreden in de naburige EOM.

***Kenmerken van een CRM***

**Bent u het eens met de volgende principes? Zo neen, geef dan aan waarom niet en geef (een) alternatief/alternatieven.**
**Met welke bijkomende principes moet volgens u rekening worden gehouden bij het ontwikkelen van een CRM in België?**

- ***Performantiecriteria, controle en sancties***

**Elke capaciteitsvergoeding moet gekoppeld zijn aan performantiecriteria op het vlak van beschikbaarheid tijdens piekverbruik, flexibiliteit en milieuprestaties, alsook aan een strikte controle en geldboetes in geval van ongerechtvaardigde onbeschikbaarheid of inefficiënt beheer van de capaciteit. De opbrengst van de boetes zou in mindering moeten worden gebracht van de kost van de maatregel.**

***34) Aan welke performantiecriteria moet worden voldaan (beschikbaarheid, flexibiliteit, milieuprestaties, kost enz.)?***

De capaciteitsmarkt heeft als enig doel de toereikendheid van capaciteit op langere termijn, rekening houdend met piekverbruiken en de *back up*-noden voor intermitterende energiebronnen (zie antwoord op vraag 3). Dit betekent dat in het kader van een capaciteitsmarkt enkel de beschikbaarheid relevant is: de capaciteit moet beschikbaar zijn op het ogenblik dat het nodig is.

Binnen het kader van de invoering van een capaciteitsmarkt zullen controlemechanismes op de beschikbaarheid van de capaciteit moeten uitgewerkt worden, bijvoorbeeld een ex-ante certificatieproces en een ex-post verificatieproces in combinatie met de gepaste penaliteiten.

- ***Stabiliteit van het mechanisme***

**Het mechanisme moet stabiel zijn in de tijd, anders dreigt een hoog reguleringsrisico dat de impact van de maatregel aanzienlijk zal beperken.**

***35) Denkt u dat een mechanisme resulterend uit een politieke interventie garantie biedt op voldoende stabiliteit voor het bevorderen van nieuwe investeringen?***

Een gunstig, stabiel, rechtszeker en consistent wettelijk, regulatoir en economisch kader, m.a.w. regulatoire zekerheid en stabiliteit is reeds lang een bekommernis en aandachtspunt van FEBEG (zie antwoord op vraag 5). Deze bezorgdheid geldt voor elke interventie in het gereguleerd kader waarbinnen een vrije markt functioneert.

- ***Openstelling voor nieuwkomers***

**Het mechanisme moet een nieuwkomer in staat stellen om nuttig te concurreren en mag de historische spelers niet bevoordelen en zo een bijkomend obstakel opwerpen voor de concurrentie in België.**

***36) Welke maatregelen moeten worden genomen binnen het voorgestelde mechanisme om toetredingsbarrières uit te sluiten?***

De wet- en regelgeving met betrekking tot de capaciteitsmarkt moeten een *level playing field* waarborgen tussen alle marktpartijen. Bovendien dient opgemerkt te worden dat een capaciteitsmarkt net wordt ingevoerd met de bedoeling een kader te scheppen waarbinnen nieuwe investeringen – ook door nieuwe marktpartijen en voor nieuwe technologieën – worden gestimuleerd voor de capaciteit die nodig is om de toereikendheid te garanderen.

- ***Technologische neutraliteit***

**Op het vlak van toereikendheid is het type van capaciteit zelf niet bepalend (elk middel voor productie, afschakeling, interconnectie en opslag): bepalend is eerder de kans op de beschikbaarheid ervan in de periodes waar het systeem onder druk staat.**
**Bij een gelijke kans voor elk daarvan, zou men deze middelen met elkaar moeten laten concurreren om zo de bevoorradingszekerheid tegen een zo laag mogelijke kost te waarborgen.**

***37) Wat is uw visie op de interactie tussen de vergoedingsmechanismen voor de RES en de deelname in een CRM?***

FEBEG is van oordeel dat een capaciteitsmarkt de transitie mogelijk maakt naar een energiesysteem met grotere volumes intermittente hernieuwbare energie: een capaciteitsmarkt waarborgt immers dat er in het systeem voldoende *back up*-capaciteit aanwezig is.

Verder dienen de vergoedingsmechanismen voor hernieuwbare energiebronnen en de capaciteitsmarkt verschillende doelen: een capaciteitsmarkt bepaalt de waarde van de beschikbare noodzakelijke capaciteit terwijl een vergoedingsmechanisme voor hernieuwbare energiebronnen een steunmaatregel is om de economisch rendabiliteit te realiseren. Daarom moeten beide mechanismen dan ook apart beschouwd worden. Of met andere woorden: hernieuwbare energiebronnen zullen inkomsten genereren uit de energiemarkt, de flexibiliteitsmarkt en potentieel – in functie van hun beschikbaarheid (zie ook antwoord op vraag 6) - de capaciteitsmarkt aangevuld met inkomsten uit de vergoedingsmechanismen voor hernieuwbare energiebronnen om de onrendabele top te dekken.

***38) Moet nieuwe en bestaande productiecapaciteit op dezelfde manier worden behandeld?***

Ja (zie antwoord op vraag 23).

***39) Moet de interconnectiecapaciteit op dezelfde wijze worden beschouwd als de capaciteit voor productie, afschakeling en opslag?***

Neen, de interconnectiecapaciteit duidt op de mogelijkheid om elektriciteit naar België te kunnen vervoeren, maar garandeert op geen enkele manier dat de capaciteit (productie, opslag of vraagbeheer) in onze buurlanden ook effectief aanwezig is om bijkomend elektriciteit op te wekken zodat die naar België zou kunnen vervoerd worden (zie antwoord op vraag 2).

***Wat moet een CRM vergoeden en op welke termijn?***

**Betalen voor een capaciteit komt neer op het kopen van een leveringsoptie op het moment dat men elektriciteit behoeft.**

***40) Wat moet een CRM vergoeden: de beschikbaarheid van de capaciteit, de waarschijnlijkheid van de aanwezigheid op het gewenste moment, een optie om de energie in termijnen te leveren? Licht toe.***

Een capaciteitsmarkt dient de beschikbaarheid van capaciteit te vergoeding (zie antwoord op vraag 34).

*Evaluatie van de verenigbaarheid met de beheersing van de elektriciteitsprijs*

**Bij het creëren van een capaciteitsmarkt moet expliciet de capaciteit worden vergoed en wordt het risico, dat normaal door de investeerder wordt gedragen, gesocialiseerd. Dit kan leiden tot lagere financieringskosten (hoewel dan een politiek risico ontstaat dat gedekt moet worden), maar kan ook leiden tot een situatie waarin beslissingen niet langer worden genomen door de investeerders die de mogelijkheden en risico's van toekomstige inkomsten dragen, maar, op minstens een indirecte wijze, door de overheid. Dat laatste heeft dan intensievere kapitaalinvesteringen dan nodig tot gevolg. Politieke besluitvorming kan invloed hebben op de social welfare die op de markt wordt uitgedrukt door een prijs die de VOLL (= willingness to pay) kan bedragen.**

***41) Wat is uw visie op de interacties tussen de energiemarkt en de capaciteitsmarkt met betrekking tot de prijs?***

Een capaciteitsvergoeding heeft geen invloed op de variabele kost van een productie-eenheid. Dit betekent dat een capaciteitsmarkt de prijszetting in de energiemarkt niet rechtstreeks zal beïnvloeden.

Een capaciteitsmarkt zorgt er wel voor dat steeds voldoende capaciteit beschikbaar: er zullen dus minder schaarstemomenten zijn waardoor er minder prijspieken zullen optreden. De inkomsten uit de prijspieken zullen vervangen worden door inkomsten uit de capaciteitsmarkt: het is ook uitermate belangrijk dat de capaciteitsmarkt zo wordt opgezet dat zij leid tot een correcte prijs die de volledige kost – niet meer en niet minder – van de beschikbaarheid van capaciteit over lange periode vergoed: de prijs voor capaciteit moet ook '0' kunnen worden wanneer de gewenste capaciteit voldoende inkomsten kan genereren in de energiemarkt en in de onbalansmarkt (zie antwoord op vraag 23).

***42) Welke maatregelen zouden kunnen worden genomen om buitensporige winsten (windfall profits) van sommige capaciteitstypen te voorkomen?***

In de EOM geldt het principe '*paid as cleared*' wat betekent dat de duurste afgeroepen centrale de prijs zet: alle eenheden met een lagere marginale kost, krijgen dus – boven hun marginale rente – ook nog een inframarginale rente. Deze inframarginale rente moet de investeringskost vergoeden, maar dreigt – onder de huidige marktomstandigheden (zie ook antwoord op vraag 23) – onvoldoende te zijn.

De concurrentie op de capaciteitsmarkt zal echter voor zorgen dat de eventueel ontvangen inframarginale rente in mindering zal worden gebracht in de capaciteitsmarkt: dit betekent dat er geen *windfall profits* zullen zijn als gevolg van het invoeren van een capaciteitsmarkt.

***43) Wat is volgens u het effect van het voorgestelde mechanisme op de factuur van de eindverbruiker? Hoe moeten de kosten worden doorberekend?***

FEBEG is van mening dat er geen verschil is tussen de verschillende voorgestelde mechanisme, namelijke de '*capacity auction*' of de '*capacity obligation*' aan de ene kant en het huidige marktmodel aan de andere kant. In beide gevallen zullen zowel de vaste als variabele kosten dienen vergoed te worden voor elke capaciteit (productie, vraagbeheer of opslag) in de markt. Dit economisch basisprincipe is van toepassing ongeacht het gekozen marktmodel. Op dit ogenblik (zie antwoord op vraag 2) is de toereikendheid van capaciteit echter onvoldoende:

- ofwel zullen schaarstemomenten en prijspieken optreden die tot een hogere energieprijs zullen leiden, evenwel zonder dat de gewenste toereikendheid van capaciteit uiteindelijk helemaal zal kunnen worden verzekerd;
- ofwel zullen eerder stabiele prijzen op de energiemarkt aangevuld worden door inkomsten uit de capaciteitsmarkt waarbij de toereikend van capaciteit wordt veilig gesteld.

Zoals reeds uiteengezet (zie antwoord op vraag 29), zijn voor FEBEG zowel een *'capacity obligation'* als een *'capacity auction'* aanvaardbaar. De kosten worden in deze twee mechanismen wel op een andere manier doorgerekend aan de klanten:

- de capaciteitskost zal via de energiecomponent in de factuur worden doorgerekend aan de klant wanneer geopteerd wordt voor een *'capacity obligation'*;
- in het geval een *'capacity auction'* zal de capaciteitskost zal door de centrale aankoper via de nettarieven op de factuur van de leverancier aan de klant worden doorgerekend.

In het geval van doorrekening via de nettarieven bij een 'capacity auction' zou kunnen overwogen worden om degressiviteit toe te passen om de concurrentiekracht van industriële klanten te vrijwaren. Hoe dan ook zullen industriële klanten hun afschakelbaarheid kunnen verkopen in de capaciteitsmarkt.

***Evaluatie van de verenigbaarheid met de milieudoelstellingen***

**44) In hoeverre kan het voorgestelde mechanisme garanderen dat de milieudoelstellingen worden behaald?**

De capaciteitsmarkt heeft als enige doel de toereikendheid van capaciteit op langere termijn, rekening houdend met piekverbruiken en de back up-noden voor intermitterende energiebronnen (zie antwoord op vraag 3). Het nastreven van andere doelstellingen via de capaciteitsmarkt leidt tot een suboptimaal en dus duurder systeem.

Milieu- of klimaatdoelstellingen dienen nagestreefd te worden met andere daartoe ontworpen mechanismen: milieuvergunningen, milieuvoorwaarden, de emissiehandel, steunsystemen, ... Deze mechanismes zullen desgevallend een indirecte invloed hebben op de investeringskeuzes (productie, opslag of vraag) die zullen gemaakt worden in het kader van de capaciteitsmarkt.

***Overgangsmaatregelen***

***45) Zijn in afwachting van de eventuele invoering van een CRM overgangsmaatregelen nodig? Zo ja, welke?***

FEBEG beschouwt de strategische reserve als een overgangsmaatregel in afwachting van de invoering van een CRM. De invoering van een CRM kan dan ook best samenvallen met het aflopen van de contracten voor de strategische reserve.

***Alternatieve oplossingen***

***46) Hebt u andere ideeën of suggesties?***

Neen.

# FEBELIEC

Enkel beschikbaar in het Nederlands / Seulement disponible en Néerlandais

**Felix, Kim**

| | |
|---|---|
| **Van:** | febeliec <febeliec@febeliec.be> |
| **Verzonden:** | vendredi 6 mars 2015 17:59 |
| **Aan:** | consult.capacity |
| **CC:** | Tirez, Andreas; Debrigode, Patricia |
| **Onderwerp:** | Maatregelen die moeten worden genomen om de toereikendheid van conventionele productiemiddelen van elektriciteit in België te waarborgen |
| **Bijlagen:** | CREG Consultation CRM Febeliec reply FIN.docx |

Beste,

Hierbij het antwoord van Febeliec op de consultatie in rubriek.

Beste groeten,

***Peter Claes****
**on behalf of Febeliec**
***Federation of Belgian Industrial Energy Consumers***
Diamant Building
Bld A. Reyers, 80
B-1030 BRUSSELS
☎ +32 496 59 36 20
febeliec@febeliec.be
www.febeliec.be
* acting as Manager of Econergy VOF, General Manager of Febeliec
*Febeliec represents the industrial consumers of electricity and natural gas in Belgium.*

# VRAGENLIJST CREG BEVOORRADINGSZEKERHEID

**1) Welke geografische zone is volgens u relevant voor een analyse omtrent de capaciteitsbehoefte?**

Bevoorradingszekerheid wordt best in grotere zones georganiseerd. Voor België is CWE/NWE de relevante geografische zone. In de mate dat de balanceringszones echter niet gealigneerd zijn met elkaar en de energiemix-politiek van de betrokken landen niet op elkaar is afgestemd uit de problematiek zich echter verschillend per balanceringszone.

**2) Is er momenteel sprake van een probleem betreffende de toereikendheid (rekening houdend met de strategische reserve)? Zo neen, op welke termijn verwacht u dat een dergelijk probleem zou kunnen ontstaan? Zo ja, wat is volgens u de omvang van het probleem?**

Deze vraag is niet eenduidig te beantwoorden. Capaciteit is toereikend als ze volstaat (in een vooraf vastgelegd minimum aantal uren, cfr LOLE) om aan de vraag te voldoen. Niet alle parameters zijn vandaag in voldoende detail bekend voor de prijszone CWE/NWE en/of voor de regelzone België:

- De maximale piekbelasting van het Elia-net is de laatste jaren stelselmatig gedaald (cfr monitoringrapporten van de CREG), onder meer door de economische situatie, efficiëntieverbetering, lokale productie/prosumers.... Het is dringend nodig een correcte inschatting te maken van de maximale piekbelasting in België.
- Demand response vindt geleidelijk zijn weg naar de markt. De vraag wordt hierdoor meer prijselastisch, en zal lager uitvallen bij hogere spotprijzen. Het is dringend nodig een correcte inschatting te maken van de impact van demand response IN de markt op de maximum piekbelasting.
- De minimum invoercapaciteit van 3.500 MW in de winter lijkt door Elia niet meer gegarandeerd. In het plan heeft Elia de beschikbaarheid van generatie voor import vanuit het buitenland lager ingeschat dan de gegarandeerde fysieke importcapaciteit van ons land. Daardoor wordt de verantwoordelijkheid van de leveranciers om voldoende energie te vinden om hun portfolio in te dekken door Elia overgenomen. Bijkomende vraag is wat de impact zal zijn van de vierde dwarsregeltransformator (phase shifter).
- De beschikbaarheid van Doel 3 en Tihange 2 heeft een significant impact op de Belgische regelzone. Er zou zo spoedig mogelijk duidelijkheid moeten komen rond hun eventuele heropstart.
- In België is de laatste jaren onvoldoende geïnvesteerd in leveringszekere productiecentrales. Door de (hoge) subsidies werd wel massaal geïnvesteerd in intermittente energiebronnen, die evenwel niet of nauwelijks bijdragen tot de bevoorradingszekerheid. Er dient dan ook dringend een investeringsklimaat te worden gecreëerd dat investeringen in leveringszekere centrales toelaat en stimuleert.

De evenwichtsverantwoordelijken lijken zich momenteel ook niet al te veel zorgen te maken over hun mogelijkheid om aan hun leveringsverplichtingen aan hun afnemers te voldoen (zie evolutie forwardmarkten), tenzij er uiteraard zwaar gespeculeerd wordt. De marktactoren zijn het er blijkbaar over eens zijn dat de beschikbare productie- en invoercapaciteit nog enkele jaren zullen volstaan om aan de (steeds flexibelere) vraag te voldoen.

Anderzijds zullen investeringen in bijkomende leveringszekere productie-eenheden steeds meer noodzakelijk worden. Bestaande installaties worden gesloten wegens onrendabel, verouderd, of (in het geval van de kerncentrales) einde vergunning. Er dient dan ook dringend een investeringsklimaat te worden gecreëerd dat investeringen in leveringszekere centrales toelaat en stimuleert.

De huidige strategische reserve kan een (dure!) oplossing bieden voor punctuele problemen (bv. onbeschikbaarheid kerncentrales), maar leidt niet tot bijkomende investeringen, en ontmoedigt die zelfs indien een aantal parameters niet worden aangepast. Tegelijk vormt ze een hinderpaal voor de verdere ontwikkeling van demand response in de markt, te meer daar een bepaald volume sowieso door productie moet worden geleverd.

**3) Wat is de aard (of wat zal de aard zijn) van het toereikendheidsprobleem (gebrek aan flexibiliteit, gebrek aan basiscapaciteit, piekcapaciteit enz.)?**

Capaciteit is toereikend als ze volstaat (in een vooraf vastgelegd minimum aantal uren, cfr LOLE) om aan de vraag te voldoen. Tekorten kunnen dus het gevolg zijn van

- Onvoldoende beschikbare leveringszekere productiecapaciteit
- Onvoldoende invoermogelijkheden (capaciteit + commerciële contracten)
- Onvoldoende flexibiliteit aan de vraagkant om de piekbelasting te laten dalen.

**4) Wat is uw verklaring voor het feit dat de marktprijzen niet significant gestegen zijn ondanks de aankondiging van de behoefte aan een strategische reserve van 3.500 MW voor aanstaande winter?**

Er dient een onderscheid gemaakt te worden tussen het absolute prijsniveau en het relatieve prijsniveau ten opzichte van de buurlanden. De prijsverschillen met de buurlanden zijn wel toegenomen (bij momenten zelfs zeer sterk), waardoor de competitiviteit met onze buurlanden verslechtert.

Verder zijn er tal van factoren die meespelen: de onzekerheid of de nucleaire centrales wel of niet terug komen, of er een wijziging komt in het marktmodel bij ons en in de buurlanden, de evolutie van de grenscapaciteit met de buurlanden, economische vooruitzichten, arbitragemogelijkheden tussen de verschillende marktsegmenten (forward, spot, intraday, ...), CO2-prijs en regelgeving, vergunningsbeleid, verdere penetratie van hernieuwbare energie, .... Bovendien is de liquiditeit van de forward markt zeer beperkt in vergelijking met deze van de buurlanden en hebben we enkel een baseload product waardoor het moeilijk af te leiden is of de risico-uren al dan niet wel sterk in prijs zijn gestegen.

**5) Welke markttoetredingsbarrières ziet u voor nieuwe capaciteit (productie met inbegrip van noodgroepen/afschakelbaar vermogen/opslag) voor zowel in het transmissienet als in het distributienet?**

<u>Voor investeringen in leveringszekere productiecapaciteit:</u>

- gebrek aan visie / langetermijnbeleid inzake energie (cfr. kernuitstap, afwijzen steenkool, ....)
- onvoldoende harmonisatie van beleid in EU-lidstaten
- onduidelijk vergunningenbeleid
- subsidies en voorrang voor niet-leveringszekere productiecapaciteit
- hoge gasprijzen

<u>Voor demand response</u>

- contractuele beperkingen
- tarifaire beperkingen (overschrijden onderschrijving)
- wettelijke beperkingen (eigendom van stroom in forwardcontract)
- prijsgevoeligheid bij afnemers
- afwezigheid van slimme meters bij KMOs en huishoudens

<u>Voor opslag</u>

- momenteel nog te duur → nood aan meer Onderzoek en Ontwikkeling

**6) In hoeverre kunnen hernieuwbare energiebronnen (in het bijzonder windenergie) de bevoorradingszekerheid verbeteren?**

De bijdrage van wind en zon tot de bevoorradingszekerheid is op zich beperkt tot nihil. Opslag van stroom en/of back-upinstallaties moeten hun bijdrage tot het systeem aanvullen om tot de gevraagde afnameprofielen te komen. Bijkomende transmissienetcapaciteit (o.m. "Electric Highways") kan de noden aan opslag en back-up wat verzachten maar niet wegnemen.

**7) Welke andere maatregelen kunnen worden genomen?**

De overheid moet een stabiele, evenwichtige energievisie ontwikkelen met evenwaardige aandacht voor bevoorradingszekerheid, competitiviteit en klimaat/milieu. Het beleid moet consequent op die visie worden afgestemd, met aandacht voor technologische en economische evoluties.

De gasprijs moet competitiever worden, onder meer door de liquiditeit op de gasmarkt te stimuleren en de aanvoerroutes verder te diversifiëren, met inbegrip van het aanboren van niet-conventionele bronnen (shale gas).

Hernieuwbare energie moet in de markt worden geïntegreerd, o.m. door het uitfasering van subsidies en het opleggen van dezelfde verantwoordelijkheden inzake balancing en back-up) aan alle marktpartijen (producenten, leveranciers, ARP, consumenten).

Nettarieven: de energiekost is een cruciale factor voor het concurrentievermogen van de energie-intensieve industrie. Nettarieven moeten daarom kostenreflectief zijn: alle netgebruikers, inclusief de producenten, moeten bijdragen tot de kosten van het net in de mate dat ze die veroorzaken.

**8) Zijn deze maatregelen op zichzelf voldoende?**

Neen, er is nood aan een geharmoniseerd Europees beleid dat streeft naar marktintegratie en bevoorradingszekerheid op Europees niveau, en alleszins de lidstaten ertoe aanzet om in overleg te treden en afspraken te maken om hiertoe te komen.

**9) Hoe kan het concept van de markt worden aangepast zodat een betere toereikendheid en flexibiliteit tot stand komen en deze correct gewaardeerd worden?**

Het model van een Energy Only market (EOM) heeft het potentieel om tegelijk te komen tot competitieve prijzen en bevoorradingszekerheid. Dit gebeurt o.m. via efficiëntieverbeteringen in de elektriciteitssector (onder druk van de concurrentie) en door een substantieel lagere behoefte aan piekcapaciteit (demand response in de markt ipv. dure reservecapaciteit).

Vandaag zijn er evenwel te veel hinderpalen die de goede werking van de EOM verhinderen, onder meer:

- de steun voor hernieuwbare energie, die andere investeringen (o.m. in leveringszekere capaciteit) verdringt en leidt tot substantieel hogere systeemkosten;
- onvoldoende visibiliteit en stabiliteit in het energiebeleid van de verschillende overheden (fuel mix, vergunningenbeleid, meerkosten, nettarieven, ...);
- onvoldoende harmonisatie van het beleid op Europees niveau, wat de marktintegratie belemmert;
- een ruimschoots onvoldoende elasticiteit van de vraag bij een gebrek aan uurmeters bij een groot deel (meerderheid?) van de eindafnemers
- onvoldoende interconnectiecapaciteit, waardoor de prijsconvergentie afneemt;
- allocatiemechanismen van grenscapaciteit leidt niet altijd tot optimale oplossingen met het oog op marktintegratie;
- onvoldoende transparantie rond grenscapaciteit en allocatie, biedgedrag, OTC-markten, ...

Dit probleem kan op twee manieren worden verhopen:

- hetzij door het wegnemen van deze hinderpalen in de verschillende lidstaten van elke regionale prijszone zodat de marktwerking snel en drastisch kan verbeteren;
- hetzij door verder overheidsingrijpen in de markt, wat kan op heel veel verschillende manieren met telkens een specifiek impact op marktwerking, marktintegratie, prijsvorming en bevoorradingszekerheid.

**10) Zou de introductie van sterkere prijssignalen kunnen bijdragen aan de verwezenlijking van het doel?**

In een EOM zorgt het prijssignaal inderdaad tegelijk voor een investeringssignaal. Bij een voldoende elasticiteit van de vraag zal er een geleidelijke overgang zijn naar prijzen boven de marginale kost van conventionele piek centrales, Een voldoende aantal uren met hoge tot zeer hoge prijzen zal demand response dan weer geleidelijk moeilijker en dus duurder maken, waardoor de evenwichtsverantwoordelijken ertoe worden aangezet om nieuwe productiecapaciteit te contracteren en indien nodig te bouwen om hun verplichtingen te kunnen nakomen. Bij een gebrek aan de elasticiteit van de vraagcurve gebeurt deze overgang echter zeer bruusk en evolueert men zeer snel naar een tekort.

**11) Welke aanpassingen op de *day ahead*- en *intraday*-markt zouden ervoor kunnen zorgen dat de kortetermijnprijs de capaciteitsschaarste weerspiegelt?**

Zie antwoorden op vraag 9:

- de steun voor hernieuwbare energie uitfaseren, hernieuwbaar integreren in de markt;
- visibiliteit en stabiliteit van het energiebeleid verbeteren;
- harmonisatie van het beleid op Europees niveau, wat de marktintegratie bevordert;
- interconnectiecapaciteit uitbreiden, waardoor de prijsconvergentie toeneemt;
- allocatiemechanismen van grenscapaciteit afstemmen op marktintegratie;
- transparantie rond grenscapaciteit en allocatie, biedgedrag, OTC-markten, verbeteren

**12) Zijn prijspieken noodzakelijk en voldoende om de toereikendheid van de productiemiddelen te waarborgen?**

Ja, in een goed werkende EOM en voor zover de overheid de vergunningen verleent die de markt vraagt.

In een markt met een strategische reserve of capaciteitsmechanisme zijn prijspieken echter niet of veel minder noodzakelijk aangezien de eindafnemer in dat geval twee keer betaalt: enerzijds voor de prijspieken en anderzijds voor de kost van de strategische reserve of het capaciteitsmechanisme. Daarom is het huidige systeem van strategische reserve voor eindafnemers een dure oplossing.

**13) Aan welke voorwaarden moeten deze prijspieken voldoen om vanuit maatschappelijk oogpunt aanvaardbaar te zijn?**

Prijspieken zijn inherent aan een goed werkende EOM en zijn noodzakelijk als investeringssignaal. In een dergelijke markt zal elke elektriciteitsgebruiker met piekprijzen geconfronteerd worden, maar iedereen heeft ook de mogelijkheid om zijn gedrag eraan aan te passen, hetzij door zijn verbruik te verminderen bij piekprijzen en/of te verschuiven naar off-peak momenten, hetzij door zich in te dekken tegen prijsschommelingen ("hedgen").

**14) Zijn de stimulansen voldoende om ervoor te zorgen dat de evenwichtsverantwoordelijken hun evenwichtspositie bewaren?**

Ja, die lijken momenteel voldoende. Wel pleit Febeliec voor het herinvoeren van een tarief voor het niet-respecteren van de nominaties.

Anderzijds moet permanent worden opgevolgd of de evenwichtsverantwoordelijken voldoende inspanningen leveren om hun nominaties te respecteren. De kost van onevenwichten moet maximaal worden toegewezen aan de veroorzakers ervan, en minimaal worden gesocialiseerd.

**15) In hoeverre heeft het verhogen van het prijssignaal tot 4.500 EUR/MWh in het geval van een structurele onevenwichtigheid invloed op het gedrag van de spelers?**

Dit is een stap voorwaarts. Monitoring van BRPs kan evenwel noodzakelijk zijn om hen te motiveren correct te nomineren.

**16) Bestaan er voldoende instrumenten om (voor zowel de consument als voor de houder van de capaciteit) de toekomstige kosten en inkomsten te verzekeren? Het risico op volatiliteit van de spotprijzen kan worden afgedekt door middel van *forward* producten van het type *futures* of opties:**

**a) Welke *hedging*-producten zouden kunnen worden ontwikkeld op *forward*-markt?**

**b) Hoe kan de marktliquiditeit over een termijn van 1, 2 of 3 jaar worden gewaarborgd?**

De beste optie is het vergroten van de prijszone zodat er voldoende aanbieders zijn van leveringszekere energie.

**c) Is er behoefte aan producten op langere termijn (4, 5, of zelfs 6 jaar)? Zo ja, hoe kan hiervan de liquiditeit worden gewaarborgd?**

Het is verwonderlijk dat in België op de georganiseerde forwardmarkt geen peak / off-peakproducten bestaan. Die zouden de hedging-mogelijkheden voor de marktactoren aanzienlijk kunnen verbeteren.
Verder dient de liquiditeit en de transparantie (pricing panel) van de prijsvorming op de georganiseerde forwardmarkt te worden verbeterd.

Producten op langere termijn zouden een meerwaarde zijn voor de verbruikers.

Febeliec dringt ook aan op verdere integratie van de forwardmarkten in de prijszones. Binnen CWE/NWE zijn de laatste jaren de prijzen steeds verdere uit elkaar gegroeid door een gebrek aan marktintegratie.

**17) Welke invloed heeft het huidige vergoedingsmechanisme voor capaciteit (strategische reserve) op de werking van de markt?**

Het huidige mechanisme heeft een zekere invloed op de marktwerking:

- het vermindert de integratie van demand response in de markt (want er wordt reeds betaald voor een reservemarge);
- het verstoort het investeringssignaal in de mate dat niet duidelijk is of centrales in strategische reserves ooit nog terug in de markt kunnen komen (en zo ja, tegen welke voorwaarden). Hierrond zou de overheid snel duidelijkheid moeten brengen !
- het belemmert de marktintegratie in de CWE/NWE-prijszone.

Bovendien weegt de kost op de competitiviteit van de industrie. Om de competitiviteit van de bedrijven te vrijwaren is er dringend nood aan degressiviteit /plafonnering van het tarief conform het systeem van de federale bijdrage. Anderzijds is het noodzakelijk om de tarifaire basis te wijzigen zodat de kost wordt aangerekend op basis van het verbruik tijdens de winter piek periode.

**18) Is de combinatie van deze twee mechanismen voldoende om de doelstelling inzake de bevoorradingszekerheid te verwezenlijken? Zo neen, licht dan toe waarom niet.**

Neen, de kern van het probleem wordt niet aangepakt (geen verbetering van de EOM in CWE/NWE, geen stimulans voor nieuwe investeringen).

**19) Kan volgens u het aanbestedingsmechanisme als aanvulling op het vergoedingsmechanisme bijdragen tot de verwezenlijking van de doelstelling inzake de toereikendheid van de conventionele productie-eenheden?**

Een aanbestedingsmechanisme is een verdere stap weg van het marktmodel dat men vooropgesteld had. Men dient dan ook het totale systeem en vooral de resulterende kost ervan te herbekijken. Indien zowel de energiemix gestuurd wordt door de overheid door middel van subsidies als de garantie van de bevoorradingszekerheid, dan hoort hierbij een herziening van de prijsvorming voor het energiegedeelte en een keuze over de resulterende kost die naar de industrie geschoven wordt om haar competitiviteit te vrijwaren

**20) Bent u van mening dat de strategische reserve in zijn huidige staat kan bijdragen tot de verwezenlijking van de doelstelling inzake de bevoorradingszekerheid?**

**Zo neen, licht dan toe waarom niet en geef aan of de strategische reserve volgens u:**
**- moet worden afgeschaft;**

Ze kan de onbeschikbaarheid van een aantal kerncentrales tijdelijk opvangen, maar moet worden afgeschaft zodra hierover duidelijkheid komt. Ze geeft immers geen investeringssignaal, verstoort de werking van de EOM en weegt in haar huidige vorm zwaar op de competitiviteit van de industrie.

**- moet worden aangepast; en geef daarbij aan welke wijzigingen er zouden moeten plaatsvinden zodat de doelstelling wel bereikt kan worden.**

**21) Welk volume zou de strategische reserve maximaal mogen hebben? Waarom?**

In een marktmodel moet de reserve beperkt worden tot de uitval van de grootste centrale.

**22) Waarom moet een andere CRM dan de strategische reserve in België worden ingevoerd?**

Indien België / Europa blijft volhouden aan de met subsidies geforceerde decarbonisatie van de electriciteitsmix zal er een noodzaak zijn voor verder overheidsingrijpen. Indien men de decarbonisatie wil overlaten aan de markt kan een CRM worden vermeden mits de marktwerking wordt verbeterd. Bevooradingszekerheid moet alleszins in een CWE/NWE-context worden aangepakt, niet louter op Belgisch niveau.

**23) Welk(e) proble(e)m(en) moet dit mechanisme precies oplossen?**

-

**24) Zijn deze problemen specifiek voor de Belgische markt?**

Zie 22.

**25) Moet dit mechanisme het mechanisme van de strategische reserve vervangen of kan het als aanvulling erop dienen?**

-

**26) Welke oplossingen zou dit mechanisme kunnen bieden die een verbeterde EOM niet kan bieden en waarom?**

-

**27) Waarom is er dringend nood aan een nieuw mechanisme?**

Er is nood aan een duidelijke keuze voor een volledige subidievrije energy-only markt of voor verder overheidsingrijpen. In beide gevallen dient de laagste kost voor de gebruiker nagestreefd te worden.

**28) Is het probleem van conjuncturele of structurele aard? Licht toe.**

Het probleem is van structurele aard: de werking van de EOM wordt vandaag te zeer gehinderd door overheidsingrijpen en gebrek aan harmonisering, stabiliteit en visibiliteit van het beleid en transparantie.

**29) Zou in België de voorkeur moeten worden gegeven aan een mechanisme (zie schema 1):**

**- dat is gebaseerd op prijzen of op volume?**

**- dat het geheel van de capaciteit betreft of is gericht op een gedeelte ervan?**

**- dat gecentraliseerd of gedecentraliseerd is?**

-

**30) Welke van de vijf genoemde systemen is volgens u het meest geschikt om de doelstelling te behalen en waarom?**

-

**31) Hoe kan de CRM die u voorstelt de eventuele vergissingen verzachten van de voorspelling gemaakt door de instantie verantwoordelijk voor de berekening van de volumes?**

-

**32) Moet een CRM in België de directe deelname van buitenlandse capaciteit toestaan?**

Indien dit leidt tot een lagere kost voor de eindverbruikers lijkt ons dit aangewezen.

**33) Welke invloed zou een CRM in België en een EOM in een aangrenzend land op de energiemarkt hebben?**

Dit is afhankelijk van het type CRM en de toepassingsmodaliteiten.

**34) Aan welke performantiecriteria moet worden voldaan (beschikbaarheid, flexibiliteit, milieuprestaties, kost enz.)?**

CRM kunnen alleen worden ingevoerd

- als een last resort oplossing, als alle andere oplossingen falen
- als men niet wil afstappen van een met subsidies geforceerde decarbonisatie van de energiemix
- in een Europese of minstens regionale (CWE/NWE) context.

**35) Denkt u dan een mechanisme resulterend uit een politieke interventie garantie biedt op voldoende stabiliteit voor het bevorderen van nieuwe investeringen?**

Neen, integendeel.

**36) Welke maatregelen moeten worden genomen binnen het voorgestelde mechanisme om toetredingsbarrières uit te sluiten?**

-

**37) Wat is uw visie op de interactie tussen de vergoedingsmechanismen voor de RES en de deelname in een CRM?**

De vraag naar een CRM is in de eerste plaats een gevolg van de steun en prioriteit op het net voor HEB en de invloed daarvan op de rendabiliteit van de centrales die het laatst komen in de merit order (essentieel gasgestookte centrales). Ingeval van een CRM lijkt het ons vanzelfsprekend dat een dubbele subsidie uitgesloten moet zijn.

**38) Moet nieuwe en bestaande productiecapaciteit op dezelfde manier worden behandeld?**

Windfall profits moeten worden vermeden. De impact van de maatregelen op bestaande productie-eenheden moet worden geanalyseerd en geminimaliseerd om een domino-effect te vermijden.

**39) Moet de interconnectiecapaciteit op dezelfde wijze worden beschouwd als de capaciteit voor productie, afschakeling en opslag?**

Tot op zeker punt wel. Er moet uiteraard aandacht zijn voor
- de stabiliteit van het binnenlandse net
- de mogelijkheid om stroom in het buitenland te contracteren.

**40) Wat moet een CRM vergoeden: de beschikbaarheid van de capaciteit, de waarschijnlijkheid van de aanwezigheid op het gewenste moment, een optie om de energie in termijnen te leveren? Licht toe.**

-

**41) Wat is uw visie op de interacties tussen de energiemarkt en de capaciteitsmarkt met betrekking tot de prijs?**

In een goedwerkende EOM zit de prijs van de capaciteit vervat in de marktprijs. Men moet oppassen dat bij de eventuele design van een capaciteitsmarkt NAAST een EOM er geen windfall profits ontstaan (dubbele capaciteitsvergoeding)

**42) Welke maatregelen zouden kunnen worden genomen om buitensporige winsten (*windfall profits*) van sommige capaciteitstypen te voorkomen?**

**43) Wat is volgens u het effect van het voorgestelde mechanisme op de factuur van de eindverbruiker? Hoe moeten de kosten worden doorberekend?**

Indien de overheid beslist verder het marktmodel te verlaten en de geforceerde energie-transitie verder te zetten, is het noodzakelijk dat gewaakt wordt over de competitiviteit van de industrie aangezien andere regio's waarmee zij in concurrentie staat niet of niet met dezelfde snelheid evolueert naar een decarbonisatie van de energiemix. Bovendien heeft de industrie een eerder stabiel of zelfs anticylisch profiel en draagt zij dus niet in dezelfde mate bij tot het piekverbruik.

**44) In hoeverre kan het voorgestelde mechanisme garanderen dat de milieudoelstellingen worden behaald?**

Daarmee is a priori geen enkel verband.

**45) Zijn in afwachting van de eventuele invoering van een CRM overgangsmaatregelen nodig? Zo ja, welke?**

Er kunnen mogelijks overgangsmaatregelen nodig zijn in het kader van de kernuitstap. Dit moet zo spoedig mogelijk worden geanalyseerd.

**46) Hebt u andere ideeën of suggesties?**

Febeliec wil nog wijzen op het gevaar van een combinatie van EOM EN capaciteitsmarkten, beide gebaseerd op marginal pricing. In dat geval betaalt de consument twee maal de duurste technologie en worden grote windfall profits gerealiseerd door de producenten.

Febeliec pleit ook voor een grotere soepelheid naar langetermijncontracten tussen producenten en industriële afnemers. Samenwerking tussen industriële verbruikers en elektriciteitsproducenten kan de bouw van nieuwe productiecapaciteit stimuleren.

# FORTECH - WASE WIND

Enkel beschikbaar in het Nederlands / Seulement disponible en Néerlandais

## Felix, Kim

**Van:** Chris Derde <cd@fortech.be>
**Verzonden:** mercredi 4 mars 2015 17:40
**Aan:** consult.capacity
**Onderwerp:** Adviesvraag CRM

Geachte,

Betreft: **10/02/2015 Maatregelen die moeten worden genomen om de toereikendheid van conventionele productiemiddelen van elektriciteit in België te waarborgen**

Bij deze onze antwoorden (mede geïnspireerd door Dieter Jong, Anode):

1. De relevante geografische zone is minstens CWE, maar bij uitbreiding ideaal gezien continentaal Europa dat samenwerkt binnen de UCTE regelzone.

2. Er is momenteel voor de winter 2015 en 2016 een probleem inzake de toereikendheid, net omwille van het absurde niveau dat voor de strategische reserve gereserveerd gaat worden. Met een SR van max 1.000 MW is er geen probleem inzake de toereikendheid, daar de geplande sluitingen zich ook niet zullen manifesteren. Er wordt via de SR momenteel een incentive gecreëerd om VRIJBLIJVENDE sluitingen aan te kondigen, die daarna een te grote indruk van het probleem geven.

3. Als er een probleem komt, is de kans het grootste dat een grote productiecentrale zou wegvallen, en dat we dan de piekcapaciteit niet hebben om de vraagpiek af te dekken in de winter tussen 17u en 21u. Indien er geen productiecapaciteit onverwacht weg valt, zou er geen probleem moeten zijn.

4. De markt heeft al lang uitgerekend dat er een significant aantal centrales moet gaan sluiten. Dus die 3.500 MW gas is blijkbaar volgens de meeste analisten overbodig in de markt. De meeste analisten gaan er dan ook vanuit dat de nucleaire centrales in BE operationeel zullen blijven, want dat is de planning, en het politiek akkoord van de regering.

5. De huidige strenge regels die aan aggregatoren momenteel worden opgelegd met betrekking tot bijv. prequalificatie op het distributienet. Onbekend is onbemind, en dus is men (voornamelijk de DNB's) extreem voorzichtig in het accepteren van flexibiliteit op het DNB-net, als ze zich manifesteert as such. Als ze gewoon op Belpex gaat, valt ze buiten de normale procedures, en kan alles.

6. De CREG analyseerde dat er een tendens is dat windstroomproductie samengaat met de piekvraag?

7. De voornaamste maatregel is een duidelijke keuze over de toekomst van de nucleaire centrales. Investeerders die de voorbije jaren nieuwe gascentrales hebben gebouwd op basis van de wet op de kernuitstap, worden door de overheid bedrogen. Ze hebben de investering gedaan en nu beslist de regering de kerncentrales toch langer open te houden. Dit is geen ernstig bestuur, geen betrouwbare overheid. Niemand zal nog – zelfs niet op basis van een wet – investeren in gascentrales in België, tenzij effectief kerncentrales definitief gesloten worden.

8. Onherroepelijke keuzes ivm kerncentrales is een voldoende maatregel.

9. Geen enkel marktgebaseerd model zal ooit voorzien in de laatste MW. Men moet denken aan een beperkte SR, met een correcte evaluatiemethode (+/- 600 tot 1000 MW zou voldoende moeten zijn voor BE in een extreme winter), die buiten de markt staat. Capaciteitsmechanismen, tenzij zwaar gehandicapt, en dus zeer kostelijk, garanderen evenmin de laatste MW als een energy-only-market. Bij voorbeeld de FR capaciteitsmarkt is een uitstekend voorbeeld van wat we NIET moeten doen, daar het dit structurele probleem van het oneconomisch karakter van de laatste MW niet oplost. Het is een verbloemde subsidie voor klassieke productie, meer niet.

10. Worden 'onevenwichtsprijzen' bedoeld? Neen. Risico = frequentie maal kostprijs. Frequentie blijft zeer laag, dus risico ook. Zou geen structureel effect hebben.

11. Tot hiertoe is er geen probleem geweest van schaarste, zelfs niet bij het onverwacht uitvallen van een extra giga centrale in december 2014.

12. Neen prijspieken, vermits ze weinig voorkomen en beperkte volumes, hebben geen waarde voor een investeringsbeslissing.

14. Blijkbaar wel. De voorbije paar jaren is er opnieuw meer convergentie. Het oplopende negatieve prijzen op de evenwichtsmarkt hebben gezorgd voor actie zodat het net beter in evenwicht is.

15. De BRP's hebben wellicht extra maatregelen genomen om de kans te verkleinen tekorten te hebben.

16. De forward markt heeft geen extra zaken nodig om bevoorradingszekerheid te kunnen garanderen. Ze zal dat namelijk nooit kunnen doen, want het is een marktgebaseerd systeem, en het optimum is dan altijd een bepaald aantal black-outs per tijdsperiode. Belangrijk is de beslissingen van de regering over de al dan niet kernuitstap. Duidelijkheid over de kerncentrales met scheuren. Zonder die duidelijkheid, is iedere investeringsbeslissing onzinnig.

17. De bestaande SR is een goede zaak en socialiseert de verzekeringskost voor een worst case. Bijkomende capaciteit is contraproductief. Het haalt centrales uit de markt, die anders mee zouden instaan voor de bevoorradingszekerheid. Het is een structurele verhoging van de consumentenprijs, zonder verder effect. Wat de SR macro-economisch doet, in haar huidige opzet, is reeds geplande sluitingen vooruit trekken in de tijd, waardoor de markt minder tijd krijgt om haar investeringsbeslissing te maken. Dat zou een versnelde investering kunnen teweegbrengen, maar gezien de enorme politieke onzekerheid op andere domeinen, zijn we eigenlijk gewoon onze marktdiepte (prijs-elasticiteit) kunstmatig aan het wegwerken.

18. Neen. De aanbestedingsprocedure is een one-time shot, en geen structurele oplossing. De SR is op zich een goed principe, maar ontspoort op basis van enkele foute design criteria. Zo is bijv. de incentive voor producenten om sluitingen aan te kondigen pervers. Het proces van de SR moet op verschillende fundamentele punten bijgestuurd worden, te beginnen met de evaluatie van de benodigde MW, die meer gebaseerd zouden moeten zijn op het probleem dat de SR tracht op te lossen: namelijk het missing money probleem van de laatste MW'n in de markt. Niet op basis van een fundamentele analyse, zoals nu het geval is. De SR is ook maar beperkt in haar oplossingscapaciteit, gezien de nucleaire politieke onzekerheid.

19. Men loopt het gevaar dat er nooit meer spontaan een centrale gebouwd zal worden, omdat men vanaf nu gaat wachten op de volgende aanbestedingsprocedure, en dus wat staatssteun.

20. SR kan werken maar dan voor een redelijk volume: 600 tot 1.000 MW, niet voor 3.500 MW.

21. 600 tot 1000 MW. Omdat dat de grootte-orde is die volgt uit een technische analyse die het missing money probleem in een extreme winter kwantificeert. Alles hierboven is het gevolg van fout design, niet van een structureel marktprobleem.

22. De invoering van een andere CRM is niet nodig en bovendien contraproductief. De strategische reserve zorgt voor een buffer waar de marktspelers falen, d.i. bij extreme omstandigheden die eens in de 10 of 15 jaar voorkomen.

23. CRM creëert meer problemen dan het oplost. Door CRM worden oude onaangepaste fossiele centrales gesubsidieerd.

24. Ja, gezien de dominantie en de onzekerheid rond de nucleaire centrales.

25. Geen CRM, een goed gedimensioneerde SR en een beslissing rond nucleair is wat we nodig hebben.

26. Beslissing over nucleair.

27. Er is geen dringende nood aan een nieuwe mechanisme. Wel politieke beslissing over nucleair.

28. Het huidige gebrek aan rentabiliteit van de conventionele productiemiddelen heeft niks te maken met het intermitterend karakter van de hernieuwbare productie. Integendeel, het variabel karakter van sommige hernieuwbare energie bronnen is net een opportuniteit voor flexibele productie-eenheden. Het probleem is onzekerheid over nucleaire optie en te lage CO2 prijs. Structureel: overschot aan productiecapaciteit in CWE. De VS hebben dit probleem 30 jaar geleden ook gehad, en toen was er nog nauwelijks HE.

29. Volume, want dat is het probleem dat je tracht op te lossen in de markt. Voor een gedeelte, want je zoekt eigenlijk de non-economische verzekering van de laatste MW'n die niet gebouwd zouden worden als je niets deed. Er is geen reden om iedereen te gaan subsidiëren, want dat zou het probleem alleen verleggen in de tijd. Centraal - decentraal: je zou zo weinig mogelijk beperkingen moeten opleggen aan de MW'n die je zoekt, zodat ze door de meest efficiënte technologie ingevuld kunnen worden. Dus de SR moet open genoeg zijn, en dus afwijken van de normale procedures die Elia gewoonlijk gebruikt voor meer kritische reserves zoals R1, R2 en R3.

30. SR, het feit dat het een niet-marktgebaseerd systeem is, maar bovenop de markt komt, om extreme omstandigheden op te vangen.

31. De berekening moet eigenlijk door de academische sector gebeuren, op basis van de juiste uitgangspunten.

32. Een CRM, als het toch zou worden ingevoerd, zou het gevolg moeten zijn van een internationale samenwerking binnen UCTE. In de tussentijd mag de SR nationaal zijn, maar zeker niet internationaal indien dit een structurele beperking van de commerciële importcapaciteit zou geven. Dan krijg je een kip-ei probleem.

34. CRM is overbodig. Er is nu stroomschaarste door de onvoorziene uitval van grote kerncentrales en politieke keuze om de kernuitstap terug te draaien. In dergelijk klimaat is het waanzin te investeren.

35. Nee, integendeel. Zie 34

37. Een CRM systeem is een subsidie aan niet-RES centrales, waardoor de ontwikkeling van RES vertraagt wordt, kosten voor de verbruikers verhoogt zonder garantie dat elektriciteitsbedrijven werkelijk de laatste MW's kunnen leveren.

38. De ene subsidie voor fossiel en nucleair doet de nood voor een volgende rijzen en werkt kostenverhogend. CRM is overbodig.

46.

- Meer kansen voor vraagsturing
- Inzetten op modernisering netten
- Er moet vooral een beslissing genomen worden over de kernuitstap. Kernenergie is dominant en het falen van de grote centrales brengt ons land tot stroomschaarste. Bovendien drukken deze onflexibele centrales zowel hernieuwbaar (vooral bio-energie) als flexibele eenheden uit de markt.

Daarenboven moeten de mogelijke impacts van een CRM op verschillende marktspelers en op de EOM grondig geëvalueerd worden om de verdere uitwerking van de EOM niet te belemmeren en om geen distorsies te creëren tussen marktspelers.

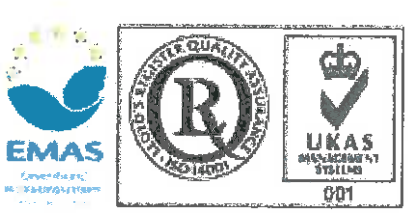
**Conclusie: laat eerst de Strategische Reserve zijn werk doen. Beslis over de kernuitstap. Versterk de marktkoppelingen. Versterk de EU transmissiecapacteit.**

Met vriendelijke groeten,

Chris Derde

Fortech – Wase Wind

M: +32 478 55 94 36
T: +32 3 707 19 01
chris.derde@wasewind.be
www.wasewind.be - www.fortech.be
Sameistraat 21A, B - 9170 Sint-Gillis-Waas


EMAS
UKAS
001

# ODE

Enkel beschikbaar in het Nederlands / Seulement disponible en Néerlandais

**Felix, Kim**

**Van:** Alice Detollenaere - ODE <alice.detollenaere@ode.be>
**Verzonden:** vendredi 6 mars 2015 17:04
**Aan:** consult.capacity
**Onderwerp:** Vragenlijst toereikendheid van conventionele productiemiddelen
**Bijlagen:** 2015 03 06 - CRM vragenlijst CREG ODE.docx

Beste,

Gelieve in bijlage de antwoorden van ODE te vinden op de consultatie bettreffende de maatregelen die moeten worden genomen om de toereikendheid van conventionele productiemiddelen van elektriciteit in België te waarborgen.

Met vriendelijke groeten,

Alice Detollenaere
Projectleider VWEA

Technologieplatform van ODE
Organisatie Duurzame Energie
Koningsstraat 35
1000 Brussel
T. 02 218 87 47
M. 0472 44 81 33
E. alice.detollenaere@ode.be
W. www.ode.be - www.vwea.be

organisatie duurzame energie

# Antwoorden van ODE op de openbare raadpleging inzake de maatregelen die moeten worden genomen om de toereikendheid van conventionele productiemiddelen van elektriciteit in België te waarborgen

## 1. Afbakening en kwantificering van het probleem

Bij het kwantificeren van het probleem inzake toereikendheid moet met name rekening worden gehouden met het potentieel aan afschakelbare vermogens.

1) *Welke geografische zone is volgens u relevant voor een analyse omtrent de capaciteitsbehoefte?*

De elektriciteitsmarkt is geen nationale markt meer, import en exportcapaciteit kan bijdragen aan de toereikendheid van de productiemiddelen. Er moet dus rekening worden gehouden met de beschikbare capaciteit buiten België, vooral in de omliggende buurlanden (Benelux, Frankrijk en Duitsland) maar ook op het CWE niveaul.

2) *Is er momenteel sprake van een probleem betreffende de toereikendheid (rekening houdend met de strategische reserve)? Zo neen, op welke termijn verwacht u dat een dergelijk probleem zou kunnen ontstaan? Zo ja, wat is volgens u de omvang van het probleem?*

ODE beschikt niet over de nodige middelen om de toereikendheid van het systeem te evalueren, maar raadt aan om bij deze oefening niet enkel rekening te houden met de beschikbare productiemiddelen, met opslag, importcapaciteit (statistische benadering), de reserves die door Elia worden gecontracteerd, enz. maar ook met de reserves die door de BRP's worden gecontracteerd. De partij die hiervoor verantwoordelijk is Elia. Wel kunnen via de onbalanscijfers die op Elia gepubliceerd worden een richting gegeven worden aan de ontoereikendheid.

3) *Wat is de aard (of wat zal de aard zijn) van het toereikendheidsprobleem (gebrek aan flexibiliteit, gebrek aan basiscapaciteit, piekcapaciteit enz.)?*

Gebrek aan flexibele piekcapaciteit.

4) *Wat is uw verklaring voor het feit dat de marktprijzen niet significant gestegen zijn ondanks de aankondiging van de behoefte aan een strategische reserve van 3.500 MW voor aanstaande winter?*

Een deel van de uitleg zou kunnen zijn dat de BRP's naar flexibiliteit (vooral DSM) hebben gezocht binnen hun portfolio. Daardoor was de onzekerheid niet te hoog en is deze na de heropstart van Doel 4 nog verder afgenomen.

*5) Welke markttoetredingsbarrières ziet u voor nieuwe capaciteit (productie met inbegrip van noodgroepen/afschakelbaar vermogen/opslag) voor zowel in het transmissienet als in het distributienet?*

Onvoldoende prijsfluctuaties die voor positieve business cases kunnen zorgen voor nieuwe opslag technologieën.

Gebrek aan aansluitcapaciteit

Gebrek aan goedgekeurde vergunningen voor nieuwe projecten

*6) In hoeverre kunnen hernieuwbare energiebronnen (in het bijzonder windenergie) de bevoorradingszekerheid verbeteren?*

Windenergie kan met een sturing werken op het evenwicht van de markt en kan bijdragen aan de bevoorradingszekerheid in een energiesysteem die over voldoende flexibele productiemiddelen en opslagcapaciteit beschikt.

## 2. Mogelijke maatregelen op het gebied van kostenvermindering

Er zijn reeds maatregelen genomen om de kosten van de conventionele gasproductie-eenheden te verminderen, zoals de vrijstelling van de federale bijdrage voor gas.

*7) Welke andere maatregelen kunnen worden genomen?*

*8) Zijn deze maatregelen op zichzelf voldoende?*

Kostenvermindering van gasproductie-eenheden is volgens ODE geen lange termijn oplossing.

## 3. Mogelijke maatregelen op het gebied van inkomstenverhoging

De maatregelen kunnen betrekking hebben op een betere waardering van de geproduceerde kWh, van de flexibiliteit of van de capaciteit.

### 3.1. Maatregelen voor de verbetering van de elektriciteitsmarkt (Energy Only Market, "EOM")

In de huidige marktstructuur worden de eenheden op termijn vergoed voor de optie op levering van kWh, in *day ahead* en *intraday* voor de fysieke levering van kWh en op de *balancing*-markt voor het ter beschikking stellen van een flexibele capaciteit.

*9) Hoe kan het concept van de markt worden aangepast zodat een betere toereikendheid en flexibiliteit tot stand komen en deze correct gewaardeerd worden?*

De ontwikkeling en integratie van de intraday markten zullen de gate-closure dichter bij real-time brengen, de marktspelers krijgen daardoor bijkomende kansen om hun flexibiliteitsbronnen te optimaliseren (zowel aan de productie als aan de vraag zijde).

Daarenboven zal de integratie van onbalansmarkten met de buurlanden de beschikbaarheid van flexibiliteit verhogen zonder dat nieuwe productie-investeringen nodig zullen zijn.

*10) Zou de introductie van sterkere prijssignalen kunnen bijdragen aan de verwezenlijking van het doel?*

Ja, zowel de vraag- als de productiezijde zullen hun flexibiliteit beter kunnen waarderen. Sterkere prijssignalen kunnen ook positieve business cases brengen voor nieuwe opslagtechnologieën.

*11) Welke aanpassingen op de day ahead- en intraday-markt zouden ervoor kunnen zorgen dat de kortetermijnprijs de capaciteitsschaarste weerspiegelt?*

Incentives die de deelname aan de intraday markt verhogen.

*12) Zijn prijspieken noodzakelijk en voldoende om de toereikendheid van de productiemiddelen te waarborgen?*

Niet op korte termijn maar op middellange termijn (5 à 10 jaar), rekening houdend met de groei van variabele hernieuwbare energiebronnen en met de kernuitstap zal de rendabiliteit van de piekeenheden verhogen, omdat de prijspieken regelmatiger zullen voorkomen.

*13) Aan welke voorwaarden moeten deze prijspieken voldoen om vanuit maatschappelijk oogpunt aanvaardbaar te zijn?*

Alle consumenten die het wensen zouden in staat moeten zijn om hun verbruik aan te passen in functie van de prijssignalen en daarvoor beloond moeten worden.

*14) Zijn de stimulansen voldoende om ervoor te zorgen dat de evenwichtsverantwoordelijken hun evenwichtspositie bewaren?*

*15) In hoeverre heeft het verhogen van het prijssignaal tot 4.500 EUR/MWh in het geval van een structurele onevenwichtigheid invloed op het gedrag van de spelers?*

De BRP's hebben alle flexibiliteitsmogelijkheden in hun portfolio onderzocht.

*16) Bestaan er voldoende instrumenten om (voor zowel de consument als voor de houder van de capaciteit) de toekomstige kosten en inkomsten te verzekeren? Het risico op volatiliteit van de spotprijzen kan worden afgedekt door middel van forward producten van het type futures of opties:*

a. *Welke hedging-producten zouden kunnen worden ontwikkeld op forward-markt?*

b. *Hoe kan de marktliquiditeit over een termijn van 1, 2 of 3 jaar worden gewaarborgd?*

c. *Is er behoefte aan producten op langere termijn (4, 5, of zelfs 6 jaar)? Zo ja, hoe kan hiervan de liquiditeit worden gewaarborgd?*

*17) Welke invloed heeft het huidige vergoedingsmechanisme voor capaciteit (strategische reserve) op de werking van de markt?*

## 3.2. Verbetering van de genomen maatregelen: aanbesteding en strategische reserve

België heeft recentelijk twee nieuwe mechanismen ontwikkeld om op korte en lange termijn te kunnen voorzien in de behoefte aan capaciteit: de strategische reserve en de aanbesteding.

*18) Is de combinatie van deze twee mechanismen voldoende om de doelstelling inzake de bevoorradingszekerheid te verwezenlijken? Zo neen, licht dan toe waarom niet.*

Dat zijn korte termijnoplossingen die geen zekerheid bieden op lange termijn.

*19) Kan volgens u het aanbestedingsmechanisme als aanvulling op het vergoedingsmechanisme bijdragen tot de verwezenlijking van de doelstelling inzake de toereikendheid van de conventionele productie-eenheden?*

a. *Zo neen, licht dan toe waarom niet en geef aan welke aanpassingen er volgens u zouden moeten plaatsvinden zodat deze doelstelling wel bereikt kan worden.*

*20) Bent u van mening dat de strategische reserve in zijn huidige staat kan bijdragen tot de verwezenlijking van de doelstelling inzake de bevoorradingszekerheid?*

a. *Zo neen, licht dan toe waarom niet en geef aan of de strategische reserve volgens u:*

- *moet worden afgeschaft;*
- *moet worden aangepast; en geef daarbij aan welke wijzigingen er zouden moeten plaatsvinden zodat de doelstelling wel bereikt kan worden.*

Ja maar tegen een hoge kostprijs.

*21) Welk volume zou de strategische reserve maximaal mogen hebben? Waarom?*

De huidige strategische reserve is een verzekering die we als gemeenschap nemen voor de zeer uitzonderlijke omstandigheden, voor calamiteiten zoals: lange strenge winter, onverwachte uitval van een of meerder grote centrales tegelijk, uitzonderlijke uitval van transmissielijnen, etc.

De uitbreiding van de strategische reserve is niet nodig; de leveranciers moeten de nodige flexibiliteit (zowel aan de productiezijde als aan de vraagzijde) binnen hun portfolio halen of uit de markt putten om met grotendeels voorspelbare vraagpieken te kunnen omgaan.

## 3.3. Het instellen van een ander vergoedingsmechanisme voor capaciteit (CRM ) dan de strategische reserve

### Specifieke afbakening van het op te lossen probleem

Het beoogde doel kan bereikt worden via: de bevordering van het afschakelbaar vermogen, het behoud van bestaande eenheden in en buiten de markten, de ontwikkeling van nieuwe capaciteiten (zo ja, van welk type: flexibele piekcapaciteit om de *back-up* van RES-eenheden te garanderen, kapitaalintensievere semi-*baseload*-capaciteit), het beperken van prijspieken op de elektriciteitsmarkt en het doorvoeren van, aanpassingen gericht op meer overeenstemming met de buurlanden.

*22) Waarom moet een andere CRM dan de strategische reserve in België worden ingevoerd?*

De invoering van een andere CRM is niet noodzakelijk zolang de strategische reserve voldoet.

*23) Welk(e) proble(e)m(en) moet dit mechanisme precies oplossen?*

*24) Zijn deze problemen specifiek voor de Belgische markt?*

*25) Moet dit mechanisme het mechanisme van de strategische reserve vervangen of kan het als aanvulling erop dienen?*

Enkel als vervanging van de strategische reserve

### Noodzakelijkheid van een CRM en timing

*26) Welke oplossingen zou dit mechanisme kunnen bieden die een verbeterde EOM niet kan bieden en waarom?*

Een verbeterde EOM kan net zo goed als een CRM om de rendabiliteit van piekeenheden te garanderen.

*27) Waarom is er dringend nood aan een nieuw mechanisme?*

Er is geen dringende nood aan een nieuwe mechanisme.

## Overgangskarakter of nieuw concept voor marktwerking

Het huidige gebrek aan rentabiliteit van de conventionele productiemiddelen heeft verschillende oorzaken: het intermitterend karakter van de hernieuwbare productie, te veel *must run*-eenheden, hoge gasprijs ten opzichte van de elektriciteitsprijs (als gevolg van de daling van de vraag door de economische crisis, van de lage marginale productiekost van de RES, van de lage steenkoolprijs en van de lage emissiequota). Sommige van deze factoren houden verband met marktmechanismen (concurrentie gas/steenkool, zwakke vraag en, in zekere mate, lage prijs van de quota), andere resulteren uit interventies op de markt (beleid ter ondersteuning van de RES).

*28) Is het probleem van conjuncturele of structurele aard? Licht toe.*

Opmerking: het huidige gebrek aan rentabiliteit van de conventionele productiemiddelen heeft niks te maken met het intermitterend karakter van de hernieuwbare productie, maar wel met de groei van hernieuwbare productie (bijkomende capaciteit). Integendeel, het variabel karakter van sommige hernieuwbare energiebronnen is net een opportuniteit voor flexibele productie-eenheden.

Het probleem is zowel van conjuncturele als structurele aarde.

Conjunctureel: de daling van de vraag door de economische crisis, de lage steenkoolprijs en de lage prijs van de $CO_2$ emissies.

Structureel: overschot aan productiecapaciteit (buiten de piekuren) waardoor het groeiend aandeel van hernieuwbare energie de flexibele piekeenheden buiten de merit order duwt en de elektriciteitsprijzen doet dalen.

## Soorten CRM

*29) Zou in België de voorkeur moeten worden gegeven aan een mechanisme (zie schema 1):*

*a. dat is gebaseerd op prijzen of op volume?*

*b. dat het geheel van de capaciteit betreft of is gericht op een gedeelte ervan?*

*c. dat gecentraliseerd of gedecentraliseerd is?*

*Argumenteer uw keuze.*

De gekozen oplossing moet administratief licht te implementeren zijn, redelijk snel omkeerbaar zijn en moet enkel de nodige eenheden beogen die de pieken kunnen en.

*30) Welke van de vijf genoemde systemen is volgens u het meest geschikt om de doelstelling te behalen en waarom?*

De gekozen oplossing moet administratief licht te implementeren zijn, redelijk snel omkeerbaar zijn en moet enkel de nodige eenheden beogen die de pieken kunnen opvangen.

*31) Hoe kan de CRM die u voorstelt de eventuele vergissingen verzachten van de voorspelling gemaakt door de instantie verantwoordelijk voor de berekening van de volumes?*

## Grensoverschrijdende samenwerking

*32) Moet een CRM in België de directe deelname van buitenlandse capaciteit toestaan?*

Ja.

*a. Zo ja, van welke beheerswijze moet dan worden gebruik gemaakt voor de interconnectiecapaciteit?*

*33) Welke invloed zou een CRM in België en een EOM in een aangrenzend land op de energiemarkt hebben?*

## Kenmerken van een CRM

Bent u het eens met de volgende principes? Zo neen, geef dan aan waarom niet en geef (een) alternatief/alternatieven.
Met welke bijkomende principes moet volgens u rekening worden gehouden bij het ontwikkelen van een CRM in België?

*- Performantiecriteria, controle en sancties*

Elke capaciteitsvergoeding moet gekoppeld zijn aan performantiecriteria op het vlak van beschikbaarheid tijdens piekverbruik, flexibiliteit en milieuprestaties, alsook aan een strikte controle en geldboetes in geval van ongerechtvaardigde onbeschikbaarheid of inefficiënt beheer van de capaciteit. De opbrengst van de boetes zou in mindering moeten worden gebracht van de kost van de maatregel.

*34) Aan welke performantiecriteria moet worden voldaan (beschikbaarheid, flexibiliteit, milieuprestaties, kost enz.)?*

Beschikbaarheid en flexibiliteit tegen een redelijk financiële en milieukost.

### *Stabiliteit van het mechanisme*

Het mechanisme moet stabiel zijn in de tijd, anders dreigt een hoog reguleringsrisico dat de impact van de maatregel aanzienlijk zal beperken.

*35) Denkt u dan een mechanisme resulterend uit een politieke interventie garantie biedt op voldoende stabiliteit voor het bevorderen van nieuwe investeringen?*

Nee, integendeel.

### *Openstelling voor nieuwkomers*

Het mechanisme moet een nieuwkomer in staat stellen om nuttig te concurreren en mag de historische spelers niet bevoordelen en zo een bijkomend obstakel opwerpen voor de concurrentie in België.

*36) Welke maatregelen moeten worden genomen binnen het voorgestelde mechanisme om toetredingsbarrières uit te sluiten?*

### *Technologische neutraliteit*

Op het vlak van toereikendheid is het type van capaciteit zelf niet bepalend (elk middel voor productie, afschakeling, interconnectie en opslag): bepalend is eerder de kans op de beschikbaarheid ervan in de periodes waar het systeem onder druk staat.
Bij een gelijke kans voor elk daarvan, zou men deze middelen met elkaar moeten laten concurreren om zo de bevoorradingszekerheid tegen een zo laag mogelijke kost te waarborgen.

*37) Wat is uw visie op de interactie tussen de vergoedingsmechanismen voor de RES en de deelname in een CRM?*

Hernieuwbare energie productie-eenheden die kunnen deelnemen aan een CRM moeten op dezelfde manier behandeld worden: het beogen van een bepaald rendement.

*38) Moet nieuwe en bestaande productiecapaciteit op dezelfde manier worden behandeld?*

De productie-eenheden dienen een gepaste steun te krijgen om rendabel te blijven.

*39) Moet de interconnectiecapaciteit op dezelfde wijze worden beschouwd als de capaciteit voor productie, afschakeling en opslag?*

Interconnectie kan mits een statistische benadering inbegrepen worden in de berekening van de toereikendheid, maar deze kost wordt al doorgerekend in de transmissienettarieven.

Betalen voor een capaciteit komt neer op het kopen van een leveringsoptie op het moment dat men elektriciteit behoeft.

*40) Wat moet een CRM vergoeden: de beschikbaarheid van de capaciteit, de waarschijnlijkheid van de aanwezigheid op het gewenste moment, een optie om de energie in termijnen te leveren? Licht toe.*

### Evaluatie van de verenigbaarheid met de beheersing van de elektriciteitsprijs

Bij het creëren van een capaciteitsmarkt moet expliciet de capaciteit worden vergoed en wordt het risico, dat normaal door de investeerder wordt gedragen, gesocialiseerd. Dit kan leiden tot lagere financieringskosten (hoewel dan een politiek risico ontstaat dat gedekt moet worden), maar kan ook leiden tot een situatie waarin beslissingen niet langer worden genomen door de investeerders die de mogelijkheden en risico's van toekomstige inkomsten dragen, maar, op minstens een indirecte wijze, door de overheid. Dat laatste heeft dan intensievere kapitaalinvesteringen dan nodig tot gevolg. Politieke besluitvorming kan invloed hebben op de *social welfare* die op de markt wordt uitgedrukt door een prijs die de VOLL (= *willingness to pay*) kan bedragen.

*41) Wat is uw visie op de interacties tussen de energiemarkt en de capaciteitsmarkt met betrekking tot de prijs?*

*42) Welke maatregelen zouden kunnen worden genomen om buitensporige winsten (windfall profits) van sommige capaciteitstypen te voorkomen?*

Buitensporige winsten zullen onvermijdelijk voorkomen met een capaciteitsmarkt (des temeer in geval van pay-as-clear biedingen). De enige oplossing is om de deze achteraf te belasten, wat een berekening zal vereisen voor elke type productie eenheid die in aanmerking komt.

*43) Wat is volgens u het effect van het voorgestelde mechanisme op de factuur van de eindverbruiker? Hoe moeten de kosten worden doorberekend?*

### Evaluatie van de verenigbaarheid met de milieudoelstellingen

| |
|---|
| *44) In hoeverre kan het voorgestelde mechanisme garanderen dat de milieudoelstellingen worden behaald?* |

### Overgangsmaatregelen

| |
|---|
| *45) Zijn in afwachting van de eventuele invoering van een CRM overgangsmaatregelen nodig? Zo ja, welke?* |

### Alternatieve oplossingen

| |
|---|
| *46) Hebt u andere ideeën of suggesties?* |

Dit zouden geen alternatieven moeten zijn, maar prioriteiten:

- Inzetten op energie-efficiëntie
- Verder werk maken van interconnectie
- Verder werken aan de marktintegratie (day ahead, intraday en balancing)
- Meer inzetten op vraagsturing
- De intraday markt verbeteren
- Inzetten op slimme netten: opslag, P2G, ...
- Er moet in de mate van het mogelijke eerder aan de goede werking van de OEM gewerkt worden dan aan een nieuwe CRM.

Daarenboven moeten de mogelijke impacts van een CRM op verschillende marktspelers en op de EOM grondig geëvalueerd worden om de verdere uitwerking van de EOM niet te belemmeren en om geen distorsies tussen marktspelers te creëren.

Conclusie: laat eerst de Strategische Reserve zijn werk doen en evalueer de nood aan CRM naar de toekomst toe, rekening houdend met de geplande kernuitstap en de groei van variabele hernieuwbare energie bronnen. De geplande kernuitstap en de groei van (variabele) hernieuwbare energie bronnen zal onvermijdelijk een positieve impact hebben op de rendabiliteit van de gasproductie-eenheden. In Nederland heeft Tennet een studie bij ECN besteld(Quantifying flexibility markets), die onder meer besluit dat de gascentrales in Nederland binnen 10 jaar weer rendabel zullen zijn dankzij de groeiende nood aan flexibele productie-eenheden die gepaard gaat met de groei van (variabele) hernieuwbare energie.

# POWERPULSE

Enkel beschikbaar in het Nederlands / Seulement disponible en Néerlandais

**Felix, Kim**

| | |
|---|---|
| **Van:** | Laurenz Van Daele <laurenz.van.daele@power-pulse.be> |
| **Verzonden:** | vendredi 6 mars 2015 22:53 |
| **Aan:** | consult.capacity |
| **Onderwerp:** | Antwoord PowerPulse op consultatie over capaciteit |
| **Bijlagen:** | Capacity response PowerPulse.pdf |

Beste CREG,

Graag had PowerPulse een antwoord geformuleerd op openbare raadpleging die CREG heeft gelanceerd op 10 februari 2015 over de mogelijke maatregelen die het gebrek aan rentabiliteit van conventionele productiemiddelen van elektriciteit moeten verhelpen.

Vanuit dit perspectief heeft PowerPulse ervoor gekozen om te antwoorden op een selectie van vragen die het dichtst bij haar kernactiviteiten aanleunen.
Attached het document waarin de antwoorden van PowerPulse beschreven staan.

We staan steeds ter beschikking voor eventuele vragen of opmerkingen.

Met vriendelijke groeten,

Laurenz Van Daele
Partner

M +32 477 99 98 29
E laurenz.van.daele@power-pulse.be

PowerPulse BVBA
Tiendenschuurstraat 13
2811 Mechelen

## Maatregelen die moeten worden genomen om de toereikendheid van conventionele productiemiddelen van elektriciteit in België te waarborgen

Graag had PowerPulse een antwoord geformuleerd op de openbare raadpleging die CREG heeft gelanceerd op 10 februari 2015 over de mogelijke maatregelen die het gebrek aan rentabiliteit van conventionele productiemiddelen van elektriciteit moeten verhelpen.

PowerPulse is een consultant die onder meer advies geeft aan industriële eindverbruikers om energiekosten te verlagen. Hierbij wordt enerzijds gefocust op de aankoopstrategie, zoals het type contract en exposure op de verschillende trading producten. Anderzijds wordt naar een optimale manier gezocht om de flexibele vraag- of productiecapaciteit van klanten in te zetten. Hierbij wordt gekozen voor valorisatie van de flexibiliteit op de verschillende energiemarkten en reserveproducten.

Vanuit dit perspectief heeft PowerPulse ervoor gekozen om te antwoorden op een selectie van vragen die het dichtst bij haar kernactiviteiten aanleunen.

### Executive summary

Er is een maatschappelijke keuze gemaakt om sterk in te zetten op hernieuwbare elektriciteitsproductie. In het verleden werd de elektriciteitsvraag gevolgd door een zekere flexibiliteit in het productiepark. Bij een grotere penetratie van hernieuwbare energie zal de vraag moeten zorgen voor de absorptie van een volatielere productie output. Dit is de omgekeerde wereld en brengt een nieuw marktparadigma met zich mee.

Het huidige probleem van een tekort aan productiecapaciteit om de piekvraag op te vangen is deels veroorzaakt door de lagere inkomsten uit de energy only markt. Maar dit is slechts een eerste symptoom van het nieuwe marktparadigma.

Om de shift naar hernieuwbare elektriciteit zo kostenefficiënt mogelijk te implementeren is het belangrijk om de vraagzijde zo goed mogelijk af te stemmen op de intermitterende productie output. Het finaal doel is om een structurele gedragswijziging te faciliteren van de hele economie . Dit zal ervoor zorgen dat grote investeringen in backup capaciteit deels worden ondervangen door vraagzijdebeheer op continue basis.

Momenteel zijn de meeste initiatieven op vlak van vraagzijdebeheer erop gericht om de bevoorradingszekerheid op momenten van piek elektriciteitsvraag mee te garanderen. Vraagzijdebeheer wordt dus slechts sporadisch ingezet, met een grote focus op gereguleerde reserveproducten. Hierbij ligt het zwaartepunt vaak op beschikbaarheid, waardoor eindverbruikers met een reservecontract afgestraft kunnen worden wanneer ze niet beschikbaar zijn, bijvoorbeeld doordat ze reageren op prijssignalen op de markt.

In de toekomst wordt het vooral belangrijk om continue vraagreactie te faciliteren. Daarvoor is een zekere prijsvolatiliteit vereist die zorgt voor prijsspreads waarop eindverbruikers kunnen reageren. Capaciteitsmechanismen moeten geïmplementeerd worden binnen een kader dat als einddoel heeft om de vraag en productie op elkaar af te stemmen in de nieuwe wereld waarbij hernieuwbare energie een prominente positie inneemt. Mogelijke negatieve effecten van capaciteitsmechanismes, zoals lagere prijsvolatiliteit, moeten vermeden worden omdat dit het probleem van netbalancering vergroot wanneer de hernieuwbare productiecapaciteit verder stijgt.

**3) Wat is de aard (of wat zal de aard zijn) van het toereikendheidsprobleem (gebrek aan flexibiliteit, gebrek aan basiscapaciteit, piekcapaciteit enz.)?**

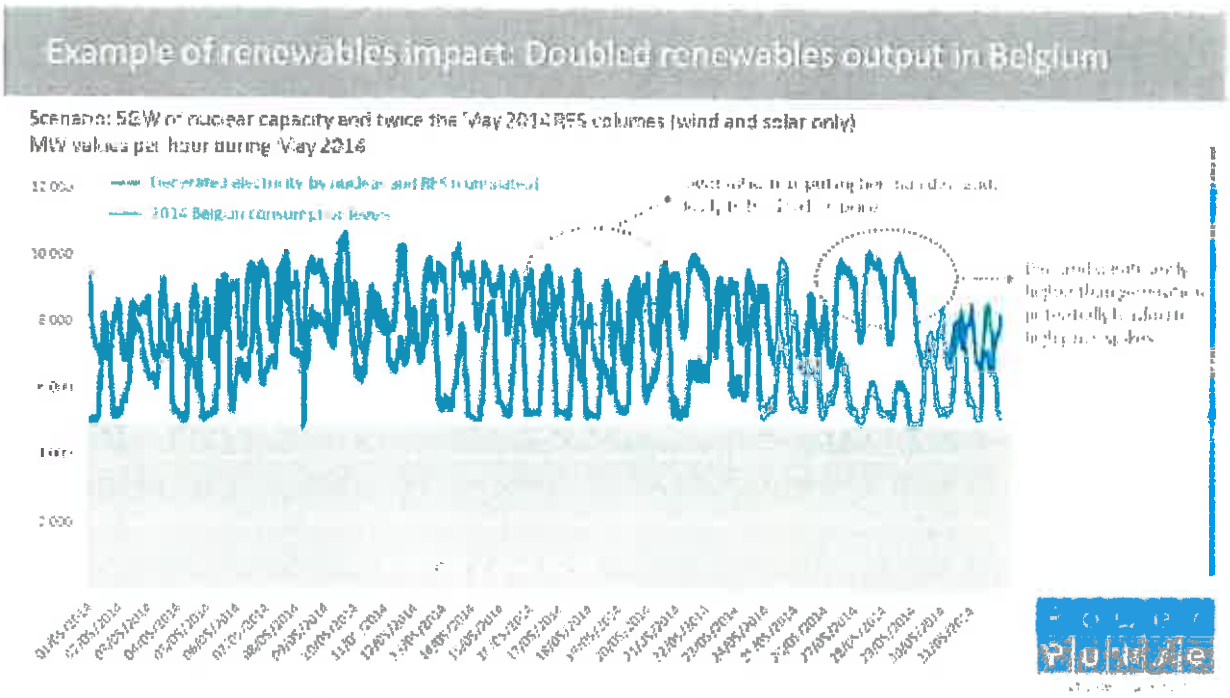
Op dit moment is er een tekort aan piekcapaciteit op de Belgische markt. Dit lijkt echter slechts een eerste symptoom te zijn van een gewijzigd marktparadigma, waarbij steeds meer hernieuwbare energie aan een lage marginale kost op een intermitterende manier op de markt komt. Aangezien de maatschappij in België en in buurlanden als Duitsland en Nederland voor een groenere energieproductie kiest, lijkt deze trend zich verder door te zetten.

Een tweede belangrijk gevolg van het nieuwe marktparadigma is dat de energieproductie steeds volatieler zal worden wegens de hoge penetratie van intermitterende capaciteit.

In de onderstaande figuren 1 en 2 wordt voor mei 2014 de fictieve situatie geschetst met de volgende karakteristieken:

- 5 GW baseload nucleaire productie
- De werkelijke uurlijkse elektriciteitsproductie door wind en zon, vermenigvuldigd met een factor twee
- De werkelijke uurlijkse vraagcurve op het Elia net

*Figuur 1*

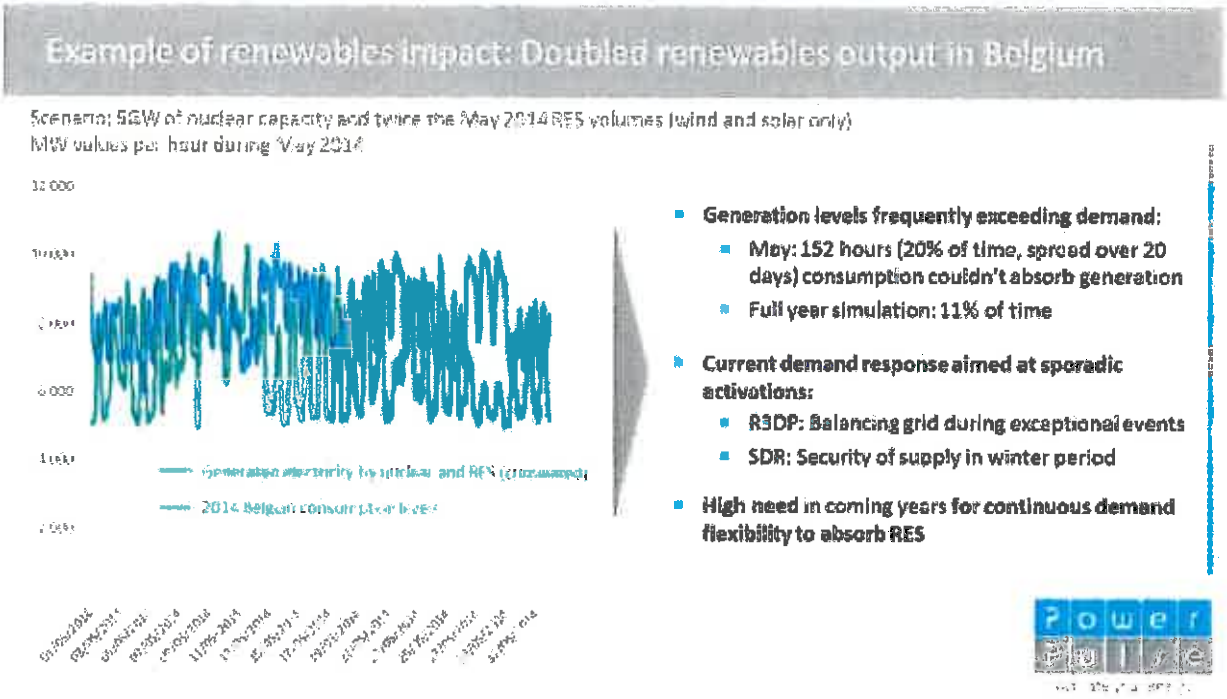



Het niet ondenkbeeldige scenario met dubbele hernieuwbare elektriciteitsproductie zorgt voor een situatie waarbij er frequent meer productie is dan vraag. De maand mei 2014 zou in dit scenario gepaard gaan met 152 uur waarin de productie output hoger is dan de vraag.

Op jaarbasis zou dit in het gesimuleerde jaar 2014 gepaard gaan met 11% van de tijd waarin de productie niet geabsorbeerd wordt door voldoende vraag. Het totaal geproduceerde volume met wind en zon in het nieuwe scenario is 14,2 TWh (7,1 TWh werkelijke output volgens Elia kwartuurlijkse data in 2014). Dit nieuwe volume aan intermitterende hernieuwbare energie vult slechts 18% in van de

totale vraag in 2014, maar heeft duidelijk wel een grote impact op de balans van vraag en aanbod waardoor het voor een nieuw marktparadigma zorgt.

*Figuur 2*




Het hierboven beschreven scenario is een hypothetisch voorbeeld waarbij geen rekening wordt gehouden met interconnectie. Daarnaast kan men ook een vraagreactie verwachten op de wellicht lagere prijzen die door de hoge output van wind en zon veroorzaakt worden.

Het toont wel aan dat het in de toekomst erg belangrijk wordt om op continue basis de vraag op productie af te stemmen. Om de vraag hiertoe aan te zetten is er een duidelijk prijssignaal nodig in de vorm van prijsvolatiliteit.

Er is een reële kans dat nieuwe capaciteitsmechanismen de energy only markt beïnvloeden, bijvoorbeeld door het veroorzaken van een lagere prijsvolatiliteit. Deze lagere prijsvolatiliteit kan ervoor zorgen dat de vraag er niet in slaagt om de productie output te absorberen. In dat geval zou hernieuwbare capaciteit mogelijks afgeschakeld moeten worden, eventueel op een gesubsidieerde manier.

De huidige systemen die gecreëerd worden om vraagbeheer te activeren, zijn er vooral op gericht om piekvragen te verminderen. Het wordt in de komende jaren van groot belang om ervoor te zorgen dat continue vraagreactie zoveel mogelijk gefaciliteerd wordt. Indien de maatschappij hier niet in slaagt, zullen er significante kosten gemaakt moeten worden om productie uit zon en wind frequent af te schakelen.

Er moet in elk geval vermeden worden dat het design van reserveproducten voor vraagzijdebeheer reacties op prijssignalen verhindert. Dit kan zich voordoen indien de vereisten van de reserve systemen ervoor zorgen dat flexibliteit niet kan reageren op prijsschommelingen in de markt. Er moet onderzocht worden of het wel efficiënt is om de meest flexibele capaciteit die dagelijks kan ingezet worden, gecontracteerd wordt op een manier waarbij die maar sporadisch ingezet kan worden op momenten van piekvraag. Inkomsten uit continue reactie op marktsignalen zouden voor de meest

flexibele vraagcapaciteit meer waarde moeten opbrengen dan sporadische activeringen in een reserveproduct.

**4) Wat is uw verklaring voor het feit dat de marktprijzen niet significant gestegen zijn ondanks de aankondiging van de behoefte aan een strategische reserve van 3.500 MW voor aanstaande winter?**

Vanuit het perspectief van een trader kan het minder duur zijn om 4500 EUR/MWh te betalen op het (kleinere) volume dat in onbalans is, in vergelijking met 3000 EUR/MWh op het hele volume aangekocht op de day ahead markt. Om de trading risico's door te schuiven naar de day ahead markt, zou het kunnen helpen om een hogere prijs dan 4500 EUR/MWh te overwegen op de onbalansmarkt.

Indien de risico's nu vooral doorgeschoven worden naar de onbalansmarkt (en minder op de day ahead markt), zullen day ahead en forward prijzen niet significant wijzigen door het strategisch reserve systeem. Dit principe kan echter wel een effect hebben op de inschatting van het onbalansrisico dat leveranciers hanteren om de onbalanskosten van industriële eindverbruikers te berekenen. Het is realistisch dat deze ex-ante bepaalde onbalanskostkost op de factuur zal stijgen.

**9) Hoe kan het concept van de markt worden aangepast zodat een betere toereikendheid en flexibiliteit tot stand komen en deze correct gewaardeerd worden?**

Energy only markten, georganiseerd rond het merit order principe, hebben vooral tot doel om de optimalisatie van de verschillende productie eenheden in een land te verzekeren. Bevoorradingszekerheid is geen doelstelling op zich in de energy only markt.

Bepaalde piek investeringen voor strenge winters die slechts een keer om de vijf à tien jaar voorkomen, zullen waarschijnlijk niet door de markt gemaakt worden. De inkomsten uit zulke investeringen zijn te onzeker en vaak ook niet hoog genoeg wegens de maximum day ahead prijs.

Het is twijfelachtig of het wegnemen van de maximum day ahead prijs ervoor zal zorgen dat investeringen in extreme piek capaciteit wel plaats vinden. De onvoorspelbaarheid van inkomsten is heel groot en een mogelijke wachttijd van enkele jaren tussen de investeringsuitgave en de eerste significante inkomsten is vaak te risicovol.

Nieuwe (tijdelijke) capaciteit zal geïnstalleerd worden indien een minimum aantal uren aan 3000 EUR/MWh of 4500 EUR/MWh verwacht wordt door de marktspelers. Indien dit aantal uren lager ligt dan wat nodig is om een winstgevende business case te bereiken, zal de markt deze capaciteit niet bouwen. Markten zullen dus waarschijnlijk niet investeren in uitzonderlijke piek capaciteit die slechts eens in de paar jaar voorkomt.

Indien marktspelers geen winstgevende business case in piek capaciteit zien (anders zouden ze daarin investeren), zullen ze wel het risico moeten dragen dat er een tekort op de markt kan komen. Vanuit dat perspectief is het huidige systeem, met het prijssignaal van 4500 EUR/MWh voor ARPs die niet in balans zijn, een stap in de goeie richting.

Indien de maatschappij het wenselijk vindt om in alle omstandigheden voldoende productiecapaciteit te voorzien, moeten er oplossingen gezocht worden om deze capaciteit te voorzien buiten de energy only markt. Een systeem dat deze capaciteit vergoedt buiten de markt, zoals bepaalde strategische reserve systemen, lijkt wenselijk hiervoor. Marktinterferentie van capaciteitssystemen moet

vermeden worden om ervoor te zorgen dat de vraag op lange termijn de productie volumes kan coveren. Daarvoor is een goed werkende markt met voldoende prijsvolatiliteit cruciaal.

**10) Zou de introductie van sterkere prijssignalen kunnen bijdragen aan de verwezenlijking van het doel?**

Een belangrijk deel van de industriële vraag zal reageren wanneer day ahead prijzen een bepaald niveau overschrijden. Dit effect is volgens PowerPulse te weinig onderzocht en kan een belangrijke manier zijn om het security of supply probleem op te lossen.

PowerPulse ziet een trend dat industriële eindverbruikers meer en meer zelf hun verbruik nomineren en daardoor het onbalansrisico op zich nemen. De voordelen van een traditioneel full supply contract worden steeds kleiner. In vele gevallen is het namelijk goedkoper voor industriële eindverbruikers om zelf te nomineren dan om dit door de leverancier te laten doen. Eindverbruikers kennen namelijk hun consumptieproces beter dan de leverancier en kunnen dit onbalansrisico zelf beter inschatten. Daarnaast is het portfolio effect van grotere leveranciers voor onbalans bijna helemaal verdwenen sinds de introductie van de nieuwe onbalansmethodologie in 2012 met symmetrische Ppos en Pneg prijzen. Indien verbruikers zelf nomineren kunnen ze ook inspelen op fluctuaties van onbalansprijzen.

Een gedragsaanpassing van de vraagzijde zal enkel plaatsvinden indien de spread tussen de duurste en goedkoopste prijzen hoog genoeg is. Dit kan gegarandeerd worden door energy only markten voor klanten op het Elia net waarbij commodity kosten veruit de belangrijkste component van de energiefactuur vormen.

Op het distributienet is de commodity component in verhouding tot de totale energiekost soms te laag om gedragsveranderingen te veroorzaken. Een verandering van de tariefstructuur kan hierbij een belangrijke rol spelen, door bijvoorbeeld meer dynamische tarieven op het distributienet te introduceren.

**11) Welke aanpassingen op de day ahead- en intraday-markt zouden ervoor kunnen zorgen dat de kortetermijnprijs de capaciteitsschaarste weerspiegelt?**

De day ahead markt in België is momenteel vrij liquide met nagenoeg 25% van de geconsumeerde volumes die via Belpex getrade worden. In principe zou dit moeten resulteren in in een correcte prijs. De resilience tests van Belpex tonen aan dat extra vraagvolumes niet onmiddellijk voor een hele hoge prijs zorgen.

De prijsvolatiliteit op de Belgische day ahead markt is gedurende de laatste jaren afgenomen. Dit heeft onder andere te maken met de overcapaciteit op de West-Europese elektriciteitsmarkt. Aangezien België nagenoeg altijd day ahead prijsgekoppeld is met minstens één buurland, maakt België vaak gebruik van de overcapaciteit in sommige buurlanden om lagere prijsniveaus en een lagere prijsvolatiliteit te bekomen.

Wanneer nieuwe interconnectoren worden gebouwd, moet worden nagegaan of dit een effect heeft op de Belgische prijsvolatiliteit. Het is ook mogelijk dat interconnectoren ervoor zorgen dat de Belgische prijzen zodanig verlaagd worden dat de equivalente capaciteit van de interconnector in ons land wordt gedecommissioned in elektriciteitscentrales. Aangezien ook buurlanden met security of supply problemen kunnen kampen in de toekomst, kan dit een gevaarlijk effect teweeg brengen.

**15) In hoeverre heeft het verhogen van het prijssignaal tot 4.500 EUR/MWh in het geval van een structurele onevenwichtigheid invloed op het gedrag van de spelers?**

Sedert augustus 2014 heeft er zich een shift voorgedaan op de onbalansmarkt. Sinds dan heeft de onbalansmarkt op maandbasis vooral ARPs beloond die die te weinig energie op het net hebben gezet, terwijl ARPs die te veel energie op het net hebben geïnjecteerd hiervoor extra betaald hebben.

Aangezien deze trend al speelt sinds augustus 2014, na de tijdelijke sluiting van Doel 4, is het ten zeerste de vraag in hoeverre de 4500 EUR/MWh daarvoor verantwoordelijk is.

**16) Bestaan er voldoende instrumenten om (voor zowel de consument als voor de houder van de capaciteit) de toekomstige kosten en inkomsten te verzekeren? Het risico op volatiliteit van de spotprijzen kan worden afgedekt door middel vanforward producten van het type futures of opties:**

**a) Welke hedging-producten zouden kunnen worden ontwikkeld op forwardmarkt?**

**b) Hoe kan de marktliquiditeit over een termijn van 1, 2 of 3 jaar worden gewaarborgd?**

**c) Is er behoefte aan producten op langere termijn (4, 5, of zelfs 6 jaar)? Zo ja, hoe kan hiervan de liquiditeit worden gewaarborgd?**

a) Een aantal nieuwe forward producten kan ervoor zorgen dat marktpartijen zich beter kunnen indekken tegen de verwachte stijgende day ahead prijsvolatiliteit.

Peak en offpeak forward producten kunnen hierbij helpen. Deze producten bestaan reeds in de meeste andere West-Europese landen. Een kanttekening hierbij is dat peak-offpeak spreads steeds kleiner aan het worden zijn. De prijsniveaus van de traditionele piekuren op de middag worden bijvoorbeeld vaak negatief geïmpacteerd door de hoge productie van PV installaties. Hierdoor is er zich een shift aan het afspelen van de goedkoopste uren per dag. Vanuit dat perspectief zou het nuttig zijn om ook forward producten te ontwikkelen die meer gelinkt zijn aan output van renewables.

b) Het verhogen van de participatie op Endex zou sterk kunnen helpen om de liquiditeit te verbeteren. Dit kan onder meer door industriële klanten tot de beurzen aan te trekken en door de transparantie te verbeteren. Een mogelijke optie zou kunnen zijn om derivaten te creëren die gelinkt zijn aan de prijs in een buurland waar wel al een liquide hub aanwezig is. Zo kan de illiquide Belgische markt bijvoorbeeld gebruik maken van de erg liquide Duitse markt.

c) Een lange termijn forward product kan mogelijk interessant zijn voor bestaande energieproducenten. Wij hebben hiervoor nog geen signalen opgevangen van een sterke interesse uit de hoek van industriële eindverbruikers h. Liquiditeit zal moeilijk gegarandeerd kunnen worden indien er langs vraagzijde onvoldoende interesse is.

Voor industriële klanten die in een WKK installatie willen investeren kunnen lange termijn forward producten voor gas en elektriciteit wel nuttig zijn. Zo kan een belangrijk deel van de operationele werkingsperiode van de WKK via een forwardcontract gegarandeerd worden, en moet er geen tolling agreement getekend worden met een leverancier.

**17) Welke invloed heeft het huidige vergoedingsmechanisme voor capaciteit (strategische reserve) op de werking van de markt?**

Het huidige strategische reserve systeem is een manier om piekcapaciteit te voorzien zonder een al te grote impact te hebben op de marktwerking maar er zijn wel mogelijke verbeterpunten. Zo kan de 4500 EUR/MWh op onbalans beter gedefinieerd worden op basis van de werkelijke waarde die security of supply voorziet.

**41) Wat is uw visie op de interacties tussen de energiemarkt en de capaciteitsmarkt met betrekking tot de prijs?**

De meeste capaciteitsmechanismes waarbij productie eenheden gesteund worden en tegelijk ook in de markt actief blijven, hebben een impact op de marktprijs. Ten eerste zorgt dit meestal voor lagere prijzen. Dit komt omdat de eenheden gedeeltelijk vergoed worden buiten de energy only markt en omdat er meer capaciteit overblijft op de markt dan in het geval zonder capaciteitsmechanisme. Ten tweede zorgt dit vaak ook voor lagere prijsvolatiliteit omdat er in een situatie met overcapaciteit minder snel naar hoge pieken wordt gegaan.

**43) Wat is volgens u het effect van het voorgestelde mechanisme op de factuur van de eindverbruiker? Hoe moeten de kosten worden doorberekend?**

Momenteel wordt de kost voor strategische reserve doorgerekend op basis van het totale verbruik van een eindgebruiker, aangezien het een vaste kost per MWh is.

Uit de analyse van CREG over industriële eindklanten ("de elektriciteitsbelevering van grote industriële klanten in België"; 27 november 2014) blijkt duidelijk dat het industriële segment weinig impact heeft op de nood aan piekcapaciteit. Het Belgische industriële verbruik is veel vlakker dan de consumptieprofielen van bijvoorbeeld huishoudens. Daarnaast valt het piekverbruik van de Belgische industrie buiten de winterperiode.

Het principe van de verbruiker betaalt zou hier een meer centrale rol moeten spelen.

**46) Hebt u andere ideeën of suggesties?**

Een belangrijke manier om extra capaciteit te voorzien onder strategische reserve is om dit open te stellen voor een breder publiek. De huidige structuur van strategische reserve bestaat erin om een capaciteit te vinden die in zijn volledigheid minstens 130 uren beschikbaar is. Dit is geen accurate weergave van de werkelijke manier waarop strategische reserve zal worden geactiveerd. Het lijkt erg onwaarschijnlijk dat de volledige capaciteit 130 uur integraal gebruikt zal worden. Bij de meeste activaties zal er een lager volume nodig zijn. Dit zou beter gereflecteerd kunnen worden in de aankoopmodaliteiten van strategische reserve

Hieronder worden twee concrete voorbeelden gegeven van potentiële capaciteit die waarde kan toevoegen in strategische reserve, maar daarvoor in het initiële design uitgesloten wordt:

- SDR: Op dit moment is er weinig verschil tussen de verschillende SDR producten waarvoor eindklanten kunnen aanbieden. Er is een hoog aantal potentiële reacties vereist van elke

deelnemer, terwijl ook capaciteit met een lagere activatie frequentie heel erg waardevol kan zijn. Industriële klanten die bijvoorbeeld slechts vijf keer afgeschakeld kunnen worden, zouden waarschijnlijk waardevol kunnen zijn bij extreme bevoorradingszekerheid problemen. Op dit moment worden zulke klanten grotendeels uitgesloten.

- SGR: Er bestaan oplossingen om tijdens jaren met grote tekorten in het aanbod van strategische reserve, toch extra capaciteit te voorzien onder dit systeem. De tijdelijke inzet van backup installaties bij industriële klanten kan hierbij een belangrijke rol spelen. Het zou wenselijk zijn om deze installaties toe te laten in strategische reserve indien gegarandeerd wordt dat de capaciteit enkel ingeschakeld kan worden door Elia en niet op de markt wordt ingezet. Deze backup units kunnen bijvoorbeeld voor een precaire winter gehuurd worden. Er zijn verschillende marktpartijen die op huurbasis erg betrouwbare en flexibele capaciteit aanbieden. Deze capaciteit kan sneller reageren dan de huidige centrales onder SGR, waardoor het een belangrijke waarde kan bijdragen wanneer snelle actie vereist is door onverwachte problemen op het net. Daarnaast zorgt het ook voor een extra bevoorradingszekerheid op de site van industriële gebruikers.

Aangezien de continue inzet van flexibele capaciteit erg belangrijk wordt, kan het wenselijk zijn om te investeren in pilot projecten voor nieuwe technologieën die deze dienst aanbieden maar op dit moment nog niet winstgevend zijn. Hierbij kan gedacht worden aan CCU (carbon capture utilization) of CAES (compressed air energy storage).