

9 maart 2018

***Bepaling van
het mechanisme
voor de
vergoeding van
capaciteit voor
België en de
voorbereiding
van het
wettelijk kader***

Inhoud

Introductie.....	4
Overzicht en evaluatie van bestaande mechanismen ter vergoeding van capaciteit	6
1.1 Introductie	7
1.2 Europese positie tegenover de invoering van mechanismen ter vergoeding van capaciteit	7
1.3 Definitie van mechanismen ter vergoeding van capaciteit door de Europese Commissie.....	8
1.4 Beschrijving van Europese CRM's	9
1.4.1 Aanbesteding – Frankrijk	9
1.4.2 Gecentraliseerde inkoop – Verenigd Koninkrijk	11
1.4.3 Reliability options – Italië en Ierland	20
1.4.4 Gedecentraliseerde verplichting – Frankrijk	23
1.5 Toepassing van bestaande CRM's op Belgische context	27
1.5.1 Europese haalbaarheid.....	29
1.5.2 Nood aan nieuwe capaciteit	29
1.5.3 Impact op de concurrentie van de elektriciteitsmarkt	30
1.5.4 Vermijding van windfall profits	31
1.5.5 Momenten van simultane schaarste met de buurlanden.....	31
1.5.6 Conclusie over het te kiezen mechanisme.....	32
2 Beschrijving van de werking van een mechanisme gebaseerd op reliability options.....	33
2.1 Theoretische beschrijving van het mechanisme	34
2.2 Te nemen beslissingen over het ontwerp van het mechanisme.....	37
2.2.1 Interactie met het buitenland.....	38
2.2.2 Verdeling van de verantwoordelijkheden	41
2.2.3 Welke verplichting staat tegenover de capaciteitsvergoeding?	43
2.2.4 Controles en boetes	45
2.2.5 Deelname aan het mechanisme	47
2.2.6 Financiering van het mechanisme.....	48
2.2.7 Timing van de betalingen.....	48
2.2.8 Transparantie van het mechanisme.....	49
2.2.9 Parameters van het mechanisme.....	49
2.2.10 Veilingen	62
2.2.11 Tijdslijn voor implementatie.....	68
3 Raming van de kostprijs van het CRM	70
3.1 Inleiding.....	71
3.2 Hypotheses.....	71
3.2.1 De totale capaciteit die wordt vergoed door het CRM	71
3.2.2 Ontbrekende capaciteit	71
3.2.3 Clearing price van de veilingen voor de nieuwe capaciteit (jaar 1)	71

3.2.4	<i>Clearing price voor de bestaande capaciteiten (Jaren>1)</i>	73
3.2.5	<i>Strike price</i>	73
3.2.6	<i>Gemiddelde van de marktprijzen hoger dan de strike price</i>	73
3.2.7	<i>Gemiddelde van de uren dat de marktprijs hoger is dan de strike price</i>	74
3.2.8	<i>Duur van het mechanisme</i>	74
3.2.9	<i>WACC</i>	74
3.3	<i>Resultaat van het model</i>	74
3.3.1	<i>Samenvatting van de hypotheses</i>	74
3.3.2	<i>Beschrijving van het model</i>	75
3.3.3	<i>Resultaten</i>	77
3.4	<i>Gevoeligheidsanalyse</i>	77
3.4.1	<i>Variatie van de clearing price in $T = 1$ en $T > 1$</i>	78
3.4.2	<i>Evolutie van de clearing price $T > 1$</i>	80
3.4.3	<i>Variatie van de strike price en van het gemiddelde van de prijzen hoger dan de strike price</i> 80	
3.4.4	<i>Variatie van de gemiddelde duur boven de strike price</i>	81
3.4.5	<i>Variatie van de WACC</i>	82
3.4.6	<i>Variatie van de missing capacity</i>	82
3.4.7	<i>Uitsluiting van de hernieuwbare capaciteit</i>	83
3.5	<i>Evaluatie van de operationele lasten</i>	85
3.6	<i>Conclusie aangaande de kosten van het CRM</i>	85
4	<i>Moeilijkheden & beperkingen</i>	86
4.1	<i>Inleiding</i>	87
4.2	<i>Akkoord/akkoorden tussen de verschillende machtsniveaus</i>	87
4.3	<i>Terbeschikkingstelling van de nieuwe capaciteit</i>	87
4.4	<i>Beroep</i>	87
4.5	<i>Discussie met de Europese Commissie</i>	87
4.6	<i>Akkoorden met de intergeconnecteerde landen en compatibiliteit met hun remuneratiemechanismen</i>	88
4.7	<i>Verkiezingsagenda</i>	88
4.8	<i>Belang van de ontbrekende capaciteit</i>	88
4.9	<i>Omvang en concentratie van de markt</i>	89

Introductie

Dit rapport is geschreven als onderdeel van post 1 van de opdracht “Bepaling van het mechanisme voor de vergoeding van capaciteit voor België en de voorbereiding van het wettelijk kader”. De doelstelling van het rapport is het voorstellen van het meest geschikte mechanisme ter remuneratie in de Belgische context.

Het rapport bevat vier delen:

1. Overzicht en evaluatie van bestaande mechanismen ter vergoeding van capaciteit;
2. Beschrijving van de werking van een mechanisme gebaseerd op reliability options;
3. Schatting van de kost van het capaciteitsmechanisme;
4. Uitdagingen met betrekking tot het implementeren van het mechanisme.

Het eerste deel begint met een beschrijving van de positie van de Europese Commissie over capaciteitsmechanismen, en een definitie en classificatie van bestaande mechanismen. Dan worden een aantal mechanismen die in werking zijn beschreven:

- De aanbesteding voor een centrale in Bretagne in Frankrijk;
- De capacity market van het Verenigd Koninkrijk;
- Het reliability options mechanisme in Italië;
- Het markt-brede capaciteitsmechanisme in Frankrijk.

Het doel van deze beschrijving is niet om een exhaustief overzicht van alle mechanismen te geven, maar om de werking van de mechanismen, de context waarin ze werden geïntroduceerd en de performantie te beschrijven, teneinde te begrijpen welk soort mechanisme het meest geschikt zou zijn in de Belgische context.

Op deze beschrijving volgt dan een overzicht van de performantie van de bestaande mechanismen ten opzichte van de criteria gedefinieerd in het lastenboek en additionele criteria geïdentificeerd tijdens de analyse. Omwille van de Europese haalbaarheid, de impact op de concurrentie van de elektriciteitsmarkt, het vermijden van windfall profits, momenten van simultane schaarste wordt besloten dat een mechanisme gebaseerd op reliability options het meest geschikt is in de Belgische context.

Het tweede deel beschrijft de werking van een reliability options-mechanisme in meer detail. Dit deel begint met een theoretische beschrijving van het mechanisme. Daarna volgt een niet-exhaustieve lijst van elementen waarover beslissingen moeten worden genomen. Deze elementen zijn:

- Interactie met het buitenland;
- Verdeling van de verantwoordelijkheden;
- Welke verplichting staat tegenover de capaciteitsvergoeding?
- Controles en boetes;
- Deelname aan het mechanisme;
- Financiering van het mechanisme;
- Timing van de betalingen;
- Transparantie van het mechanisme;
- Price cap;
- Vraagcurve;
- Lengte van de contracten;
- Referentieprijs;
- Strike price;
- Stop Loss limit;
- Prekwalificatie voor de veiling;
- Aantal veilingen;
- Type veilingen;

-
- Tijdstip van de veilingen;
 - Design van de veilingen;
 - Secundaire markt voor capaciteitscontracten;
 - Tijdlijn voor implementatie.

Voor elk van deze elementen worden de te nemen beslissingen beschreven, alsook de mogelijke opties.

Het derde deel bevat een schatting van de kost van het mechanisme. Het start met een beschrijving van de verschillende hypothesen, waarna het resultaat wordt geanalyseerd. Er worden hierop enkele sensitiviteitsanalyses uitgevoerd. Het deel sluit af met een evaluatie van de operationele kosten.

Het vierde en laatste deel behandelt de moeilijkheden met betrekking tot de implementatie van een CRM. De volgende elementen worden besproken:

- Akkoorden tussen de verschillende politieke niveaus in België;
- Het bouwen van nieuwe capaciteit;
- Juridische procedures;
- De onderhandelingen met de Europese Commissie;
- Akkoorden met de landen waarmee België geïnterconnecteerd is;
- De electorale agenda;
- Het belang van de ontbrekende capaciteit;
- De grootte van de Belgische markt en de marktconcentratie.

*Overzicht en evaluatie
van bestaande
mechanismen ter
vergoeding van
capaciteit*

1

1.1 *Introductie*

De bedoeling van dit deel is een overzicht te geven van de mechanismen ter vergoeding van capaciteit die op dit moment bestaan in Europa. Verschillende Europese landen zijn in de voorbije jaren overgegaan tot de implementatie van mechanismen ter vergoeding van capaciteit. Daarop heeft de Europese Commissie een sectoronderzoek ingesteld naar capaciteitsmechanismen in het licht van hun impact op verstoringen van de concurrentie op de elektriciteitsmarkt.

Het deel begint met een beschrijving van de positie die de Europese Commissie heeft aangenomen tegenover het invoeren van capaciteitsmechanismen. Daarna volgt een beschrijving van capaciteitsmechanismen gebaseerd op het onderscheid dat de Europese Commissie maakt, alsook een beschrijving van de positie van de Commissie over de geschiktheid van capaciteitsmechanismen om de Belgische problemen op te lossen.

Op basis van deze analyse worden capaciteitsmechanismen van enkele Europese landen die een vergelijkbare problematiek hebben in meer detail besproken: de aanbesteding in Frankrijk, de Britse Capacity Market, het Italiaans systeem gebaseerd op reliability options, en de gedecentraliseerde verplichting in Frankrijk. Ondertussen werden ook in Polen en Ierland dergelijke mechanismen gebaseerd op reliability options goedgekeurd door de Europese Commissie. De keuze om het Italiaans systeem te beschrijven ligt niet aan een superioriteit van dit mechanisme ten opzichte van deze mechanismes, maar aan de informatie die voorhanden was op het moment van schrijven. De mechanismen in deze drie landen hebben allen dezelfde structuur en verschillen vooral in de parameters. Aangezien in geen van de drie mechanismen gebaseerd op reliability options al veilingen hebben plaatsgevonden en de performantie dus nog niet kan worden beoordeeld is de beschrijving van de mechanismen dus gelijkaardig. Er zal in het volgend deel echter wel worden uitgeweid over de ontwerpkeuzes die in de verschillende mechanismen gemaakt zijn teneinde de ontwerpkeuzes van een Belgisch mechanisme zo goed mogelijk te kunnen laten afstemmen met de Belgische context.

Voor elk mechanisme wordt eerst de context in meer detail beschreven, gevolgd door een beschrijving van het mechanisme zelf, en uiteindelijk wordt de performantie van het mechanisme beoordeeld. Dit gebeurt aan de hand van de Europese haalbaarheid, de nieuwe capaciteit die sindsdien werd gebouwd, de kost van het mechanisme, het risico op windfall profits, de impact op de energietransitie, de impact op de marktwerking en de impact op de competitie in de elektriciteitsmarkt.

Dit deel sluit af met een hoofdstuk over de evaluatie van de beschreven mechanismen in de Belgische context. De eerder beschreven mechanismen worden geëvalueerd aan de hand van de Belgische problematiek en de doelstellingen van de FOD Economie zoals gedefinieerd in het lastenboek. Op basis van deze analyse wordt besloten dat een reliability options mechanisme de beste optie voor België is.

1.2 *Europese positie tegenover de invoering van mechanismen ter vergoeding van capaciteit*

De Europese Commissie stelt zeer duidelijk dat lidstaten die capaciteitsmechanismen voorstellen de nodige inspanningen moeten leveren om de toereikendheid aan te pakken door middel van markthervormingen.¹ Echter, de Europese Commissie stelt echter ook vast dat markthervormingen tijd vergen, en mogelijk niet volstaan om het probleem volledig aan te pakken. Voorgestelde markthervormingen zijn het wegnemen van te lage tariefplafonds en het verhogen van de responsiviteit van de vraag in real time ten opzichte van de prijzen.²

¹ "752 final VERSLAG VAN DE COMMISSIE Eindverslag ... - Europa EU." <http://ec.europa.eu/transparency/regdoc/rep/1/2016/NL/COM-2016-752-F1-NL-MAIN.PDF>. Accessed 19 Feb. 2018.

² "752 final VERSLAG VAN DE COMMISSIE Eindverslag ... - Europa EU." <http://ec.europa.eu/transparency/regdoc/rep/1/2016/NL/COM-2016-752-F1-NL-MAIN.PDF>. Accessed 19 Feb. 2018.

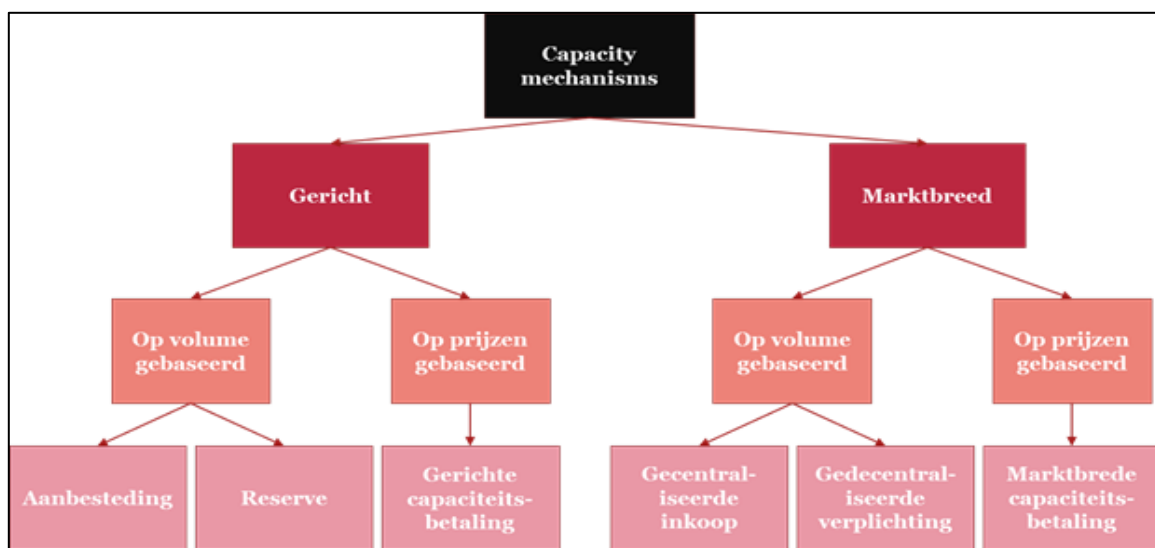
1.3 Definitie van mechanismen ter vergoeding van capaciteit door de Europese Commissie

Capaciteitsmechanismen bieden extra inkomsten voor capaciteitsaanbieders door betalingen voor het beschikbaar stellen van elektrische capaciteit.³ De vergoeding vormt wellicht staatssteun. Meer bepaald beschouwt de Commissie een maatregel waarschijnlijk als een capaciteitsmechanisme dat onder de regels

inzake staatssteun valt indien i) de maatregel is ingevoerd door de overheid en/of de overheid daarbij betrokken is ii) de maatregel voornamelijk als doel heeft om de zekerheid van de energievoorziening te waarborgen en iii), capaciteitsaanbieders een vergoeding biedt in aanvulling op de eventuele inkomsten die zij ontvangen uit de verkoop van elektriciteit.⁴

De Europese commissie maakt een onderscheid tussen gerichte en marktbrede mechanismen, en tussen mechanismen gebaseerd op volumes en gebaseerd op prijzen.

Figuur 1: Beschrijving van de capaciteitsmechanismen



Binnen de gerichte mechanismen bestaan aanbestedingen en reserves die op volume gebaseerd zijn, en gerichte capaciteitsbetalingen die op prijzen zijn gebaseerd. Aanbestedingen zijn gerichte subsidies voor nieuwe capaciteit, reserves zijn een hoeveelheid capaciteit die zich buiten de markt bevindt en die kan worden ingezet in noodsituaties, en gerichte capaciteitsbetalingen zijn administratieve betalingen die aan een deel van de capaciteit op de markt worden betaald. Binnen de marktbrede mechanismen bestaan drie categorieën: gecentraliseerde inkoop, waar een centrale inkoper de capaciteit koopt, gedecentraliseerde verplichting die leveranciers verplicht om contracten te sluiten zodat ze over de capaciteit die ze nodig hebben kunnen beschikken en marktbrede capaciteitsbetalingen, waar een administratieve betaling bestaat voor alle deelnemers van de markt.⁵ Tot slot bestaan er nog regelingen voor onderbreekbaarheid om de vraagresponst te vergoeden.

De Europese Commissie is van oordeel dat indien besloten wordt tot de implementatie van een capaciteitsmechanisme, dit moet afgestemd zijn op het probleem. Afgaande op het Belgisch probleem bestaan er twee problemen betreffende toereikendheid: er is een probleem over het vermogen van de markt om op lange termijn voldoende investeringen op gang te brengen. Dit probleem wordt aangetoond in een studie uitgevoerd door Elia op basis van de ENTSO-E methodologie, waarin staat dat zelfs de meest efficiënte CCGT centrale niet voldoende inframarginale rente kan genereren om

³ 752 final VERSLAG VAN DE COMMISSIE Eindverslag ... - Europa EU."

<http://ec.europa.eu/transparency/regdoc/rep/1/2016/NL/COM-2016-752-F1-NL-MAIN.PDF>. Accessed 19 Feb. 2018.

⁴ Ibid.

⁵ Ibid.

haar investering terug te betalen.⁶ Daarenboven bestaat er een probleem van lokale ontoereikendheid door de kernuitstap, waardoor 5,9 GW aan capaciteit buiten werking worden gesteld tegen 2025. Wat betreft het primaire probleem, de bezorgdheid over het vermogen van de markt om op lange termijn voldoende investeringen op gang te brengen, is de Commissie van oordeel dat een op volume gebaseerd, marktbreed mechanisme het meest geschikte mechanisme is om de problemen aan te pakken en verstoringen van de mededinging en het handelsverkeer te beperken. In dit opzicht is het systeem van reliability options mogelijk de beste keuze, aangezien deelnemers stabiele ontvangsten uit capaciteitsvergoedingen krijgen en in ruil daarvoor afzien van winsten uit schaarsteprijzen. Wat betreft de bezorgdheid over lokale ontoereikendheid, kan dit niet worden weggenomen door een betere interconnectie aangezien deze al groot is, maar er bovendien overcapaciteit in de buurlanden nodig is om deze ook effectief te gebruiken. Een klein land zoals België kan ook geen biedzones implementeren zonder de mededinging zwaar te verstoren. Afhankelijk van de snelheid van implementatie kan het reliability options mechanisme mogelijk ook het probleem van lokale ontoereikendheid aanpakken. Deze kalender wordt in het derde deel uitgewerkt. Indien dit niet het geval is, kan een aanbesteding overwogen worden, aangezien de Commissie van oordeel is dat voor een dergelijke problematiek een aanbesteding geschikt is om de bezorgdheid over de lokale ontoereikendheid weg te nemen, indien de risico's verbonden met een aanbesteding in de mate van het mogelijke zijn weggenomen.⁷ Dit rapport focust op het primair probleem, namelijk het probleem over het vermogen van de markt om op lange termijn voldoende investeringen op gang te brengen. Een aparte oplossing voor het probleem van lokale ontoereikendheid ligt buiten de scope, aangezien de studie ervan uit gaat dat de kalender voor implementatie van de reliability options gerespecteerd wordt.

1.4 Beschrijving van Europese CRM's

1.4.1 Aanbesteding – Frankrijk⁸

1.4.1.1 Context

Hoewel er voor Frankrijk als geheel een overcapaciteit geldt, bestaan er regionale afwijkingen. Een dergelijke afwijking bestond in Bretagne, waar de bevoorradingszekerheid bedreigd was door de kleine capaciteit, beperkingen van het netwerk, een groei van de elektriciteitsconsumptie en een verhoogde gevoeligheid voor temperatuursveranderingen. Dit leidde tot het Pacte Electrique Breton (PEB) in 2010. Dit bestond ten eerste uit het beheren van de vraag, ten tweede uit productie van hernieuwbare energie, en ten derde enerzijds uit het ontwikkelen van het lokaal elektriciteitsnet en anderzijds uit de bouw van een klassieke thermische centrale. De Commissie opende in 2015 een onderzoek naar het mechanisme, en sloot dit af in 2016. Begin 2018 moet de bouw van de centrale nog beginnen.

1.4.1.2 Beschrijving

De Franse overheid gaf een tender uit voor deze centrale. Deze moest aan de volgende voorwaarden voldoen:

- (1) Combined Cycle technologie gebruiken;
- (2) Een gegarandeerd actief vermogen hebben van 450 MW (+ 15% / -10%) dat de producent zich verbindt om in het netwerk te injecteren;
- (3) Enkel aardgas als primaire energiebron gebruiken;
- (4) Een elektrisch rendement op de laagste calorische waarde van minimaal 54% hebben;
- (5) Zich volledig binnen een gedefinieerde perimeter bevinden (gelegen in noordwest Bretagne - departement Finistère);
- (6) Garanderen dat de mobilisatietermijn van de offertes niet langer zou duren dan 15 uur wanneer de machine stil staat en 2 uur wanneer de machine in werking is;

⁶ "Electricity scenarios for belgium towards 2050 - Elia." 14 Nov. 2017, http://www.elia.be/~media/files/Elia/About-Elia/Studies/20171114_ELIA_4584_AdequacyScenario.pdf. Accessed 28 Feb. 2018.

⁷ "3062 final DÉCISION DE LA COMMISSION du 15.5.2017 ... - Europa EU." http://ec.europa.eu/competition/state_aid/cases/261325/261325_1903489_674_2.pdf. Accessed 19 Feb. 2018.

⁸ Ibid.

- (7) Garanderen dat de minimumduur van de balancingoffertes lager is dan of gelijk is aan 3 uur voor een machine in gebruik en 8 uur voor een stilstaande machine;
- (8) Garanderen dat er geen eisen worden gesteld i.v.m. de maximumduur voor de activering van de balancingoffertes; en
- (9) Voorzien zijn van een meter met een op afstand uit te lezen belastingscurve en instrumenten waarmee de kenmerkende grootheden van de elektriciteitsproductie van de centrale op afstand gemeten kunnen worden.

De tender bepaalt dat de producent haar totale productie op de markt kan verkopen. Voorts krijgt de producent een vaste jaarlijkse premie, berekend als het product van het gegarandeerd vermogen en een premie in euro per MW/jaar. De betaling van de vaste premie hangt af van de voorwaarde om alle operationele vergunningen en contracten met de netwerkexploitanten en het onderhoud van het gegarandeerd vermogen te handhaven, verzekerd door een coëfficiënt beschikbaarheid. De inschrijving voorziet ook sancties indien er vertragingen zijn bij de bouw van de centrale.

De beoordeling van de aanbiedingen van de kandidaten gebeurde op basis van de volgende drie criteria:

- (1) het niveau van de door de aanvrager gevraagde premie (EUR / MW / jaar), met een weging van 45%;
- (2) de datum van ingebruikname van de installatie, met een weging van 25%, de maximale score werd toegewezen aan het project met de dichtstbijzijnde datum van ingebruikname; en
- (3) het criterium 'keuze van site en omgeving', met een weging van 30%.

1.4.1.3 Performantie

Compagnie Électrique de Bretagne ('CEB'), een consortium tussen Direct Energie en Siemens, won de aanbesteding in 2012. De Franse autoriteiten meldden in 2016 dat het project vertraging had opgelopen. Begin 2018 was de bouw van de centrale nog niet aangevat omwille van verschillende juridische procedures.

Europese haalbaarheid

De maatregel werd goedgekeurd door de Europese Commissie na een diepgaand onderzoek. De goedkeuring kwam er nadat werd aangetoond dat de maatregel nodig was om een dergelijke centrale te bouwen die het voltage kan ondersteunen in een afgelegen regio, alsook om de bevoorradingszekerheid in de regio veilig te stellen. De Europese commissie besloot ook dat de steun proportioneel is met de verwachte rendementsgraad van een dergelijke investering.

De maatregel werd enkel goedgekeurd onder de voorwaarde dat CEB haar elektriciteit niet via langetermijncontracten zou verkopen aan marktspelers die een aandeel van meer dan 40% van de productiemarkt hebben. Deze voorwaarde kwam er nadat CEB oorspronkelijk haar elektriciteit zou verkopen aan EDF, wat volgens de Europese Commissie mogelijk tot een verstoring van de competitie zou kunnen leiden.

Nieuwe capaciteit

Het gegarandeerd vermogen van de centrale voorgesteld door CEB is 422 MW.

Kost van het mechanisme

De totale subsidie per MW/jaar is tussen de 78.000 en 94.000 euro. Deze subsidie bevat een component voor de waarde van de capaciteit (tussen de 50.000 en 60.000 euro per MW/jaar), een kost gelieerd aan het transport van gas (tussen de 20.000 en 40.000 euro per MW/jaar), een kost gelieerd aan de aansluiting (6.000 euro per MW/jaar) en een kost gelieerd aan particuliere milieumaatregelen (2.000 euro per MW/jaar).

Dit leidt tot een jaarlijkse kost tussen 32.916.000 euro en 39.668.000 euro. De centrale zal twintig jaar van deze subsidie kunnen genieten. Tijdens deze tijdspanne zal de premie worden geïndexeerd om rekening te houden met de evolutie van exploitatie- en onderhoudskosten. Het maximumbedrag voor de premie is vastgesteld op 40 miljoen euro per jaar.

Windfall profits

Indien de marktcondities verbeteren, ontstaan mogelijk significante windfall profits. Dit wordt gedeeltelijk voorkomen door de indexatie van de premie. Deze indexatie gebeurt jaarlijks, en dit voor 20% op basis van de productieprijzen, 20% op basis van de arbeidskost, 50% op basis van het transporttarief op het regionaal net, 5% op basis van de kost van elektrische verbindingen en 5% op basis van de kost van verbindingen van gas. De indexatie kan windfall profits gedeeltelijk vermijden, doordat indien de kosten van de centrale verminderen, dit wordt gereflecteerd in de premie door de indexatie.

Een andere mogelijke windfall profit die in theorie zou kunnen bestaan is de deelname in andere capaciteitsremuneratiemechanismen. Dit is relevant aangezien er sinds 2016 een capaciteitsremuneratiemechanisme van kracht is in Frankrijk. Frankrijk heeft echter een regeling voorzien die dit voorkomt, door de centrale van CEB te laten deelnemen in het mechanisme, maar de vergoeding die de centrale ontvangt af te trekken van de subsidie.

Impact op de energietransitie

De opening van een nieuwe gascentrale heeft een negatieve impact op de emissies van broeikasgassen.

Impact op marktwerking

Aangezien Frankrijk aantoonde dat zonder de steun de centrale niet kon worden gebouwd, is er een impact op de marktwerking aangezien in een vrije markt deze centrale niet zou worden gebouwd. Het is moeilijk na te gaan welke acties de consumenten en producenten op de markt zouden genomen hebben moest deze maatregel niet hebben bestaan.

Impact op de competitie in de elektriciteitsmarkt

De competitie wordt verstoord door een dergelijke subsidie. In het origineel design van de tender zou de marktwerking nog verder verstoord worden aangezien de gekozen centrale al haar geproduceerde stroom mocht verkopen aan EDF, de grootste marktspeeler op de Franse elektriciteitsmarkt. De Europese Commissie besloot echter dat dit de concurrentie te sterk zou verstoren en besloot dat de centrale haar geproduceerde elektriciteit niet mag verkopen via langetermijncontracten aan een speler die meer dan 40% van de Franse productiemarkt controleert.

1.4.2 Gecentraliseerde inkoop – Verenigd Koninkrijk

1.4.2.1 Context

Het Verenigd Koninkrijk heeft een capaciteitsmarkt ingericht omdat het geconfronteerd werd met een potentieel adequacy probleem. Dit probleem is te wijten aan de beslissing om de bestaande steenkoolcentrales uit te doven en de intrede van intermitterende hernieuwbare bronnen van elektriciteit en nucleaire capaciteit, die een sterke invloed hebben op de rentabiliteit van flexibele capaciteiten, die hogere marginale kosten kennen. Om de bevoorradingszekerheid veilig te stellen werd daarop besloten een Capacity Market te implementeren. In 2011 maakte het Britse Ministerie voor Energie en Klimaat bekend dat ze begon met het scheppen van het rechtskader om een capaciteitsmarkt te organiseren, het mechanisme werd door de Commissie goedgekeurd in 2014, en de eerste veilingen vonden plaats in 2014.

1.4.2.2 Beschrijving

Het Verenigd Koninkrijk koos ervoor om een centraal, volume-gebaseerd en marktbreed mechanisme van het type capacity auction in te voeren. In wat volgt wordt het capaciteitsmechanisme concreet beschreven, gebaseerd op een beschrijving door Ofgem, de Britse regulator.

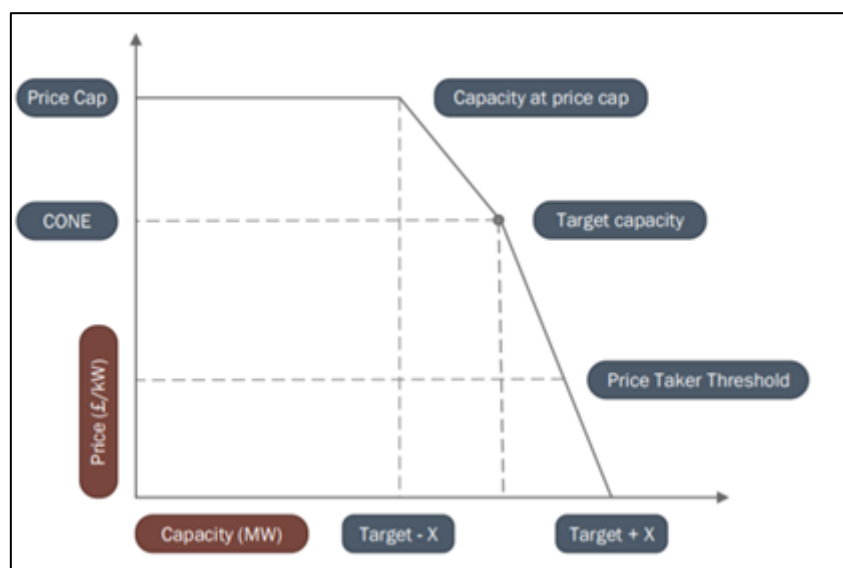
Onder de Capacity Market krijgen aanbieders van capaciteit een capaciteitsbetaling. In ruil moeten ze elektriciteit leveren in tijden van systeem stress. In het geval van niet-naleving worden boetes uitvaardigd. De bepaling van de capaciteitsbepaling gebeurt tijdens veilingen, die vier jaar (T-4 Auction) en één jaar (T-1 Auction) voor elke periode worden gehouden. De veilingen zijn technologie-neutraal en Demand Side Response (DSR) en interconnectoren kunnen ook aan de veilingen deelnemen. Enkel capaciteit die al steun ontvangt kan niet deelnemen aan de veiling.

De Capacity Market bestaat uit twee stappen: de prekwalificatie en de veiling zelf.

De bedoeling van de prekwalificatie is om te bepalen welke Capacity Market Units (CMU's) aan de vereisten voldoen om deel te nemen in de Capacity Market. Deze analyse wordt uitgevoerd door de Transmission System Operator (TSO). Deze classificeert de CMU's ook in existing, refurbishing en new build. Demand Side Response (DSR) wordt ingedeeld in Proven DSR of Unproven DSR, afhankelijk van of ze een DSR test ondergaan hebben. Deze classificatie is nodig omdat existing CMU's en DSR (zowel proven als unproven) CMU's een contract voor één jaar kunnen krijgen, terwijl refurbishing CMU's in aanmerking komen voor contracten van 3 jaar, en new build CMU's in aanmerking komen voor contracten van 15 jaar. Bestaande CMU's zijn Price Takers, wat betekent dat ze enkel onder een bepaalde drempel kunnen bieden, tenzij ze kunnen aantonen waarom dit niet voldoende is. De andere CMU's zijn Price Makers en kunnen tot de Price Cap bieden.

De veiling zelf werkt volgens het “descending clock” principe, waarbij aanbieders de veiling verlaten als de prijs onder het niveau zakt dat ze aanvaarden voor de verplichting. Er zijn verschillende rondes, die beginnen bij de price cap en dan incrementeel verminderen. Refurbishing en New Build kunnen bovendien aangeven aan welke prijs ze willen veranderen naar een contract van één jaar. Refurbishing CMU's kunnen ook aangeven wanneer ze naar een pre-refurbishing status willen overschakelen, waar ze een Existing CMU contract voor een jaar krijgen. De veiling gaat door tot de totale capaciteit aangeboden kleiner is dan de gevraagde capaciteit voor die prijs. De vraagcurve voor de veiling is hieronder weergegeven.

Figuur 2: Illustratie van een theoretische vraagcurve (Ofgem)⁹



De mogelijke variantie van het doel (X) bepaalt de helling van de curve. Het mechanisme werkt volgens het pay-per-clear principe, wat betekent dat elke geselecteerde CMU dezelfde prijs per kW (de clearing prijs) ontvangt.

Tijdens de T-4 veiling en de leveringsdatum kunnen contracthouders hun risico verhogen of verlagen door middel van trading.

Tegenover dit capaciteitsinkomen staat een productieverplichting in tijden van systeem stress. In kritieke situaties worden de capaciteitshouders vier uur van tevoren gecontacteerd en moet elke houder zijn aanbod proportioneel overeenkomstig de gecontracteerde hoeveelheid verhogen of verlagen.

⁹https://www.ofgem.gov.uk/system/files/docs/2017/06/annual_report_on_the_operation_of_the_capacity_market_in_2016-17.pdf

Indien gecontracteerde capaciteit niet produceert kan deze hiervoor boetes krijgen. Deze boete bedraagt 200% van het maandelijks inkomen. Aangezien deze groter is in de winter, kan een maandelijks boete oplopen tot 20% van het jaarlijks inkomen. De som van de boetes mag niet hoger zijn dan 100% van het jaarlijks inkomen.

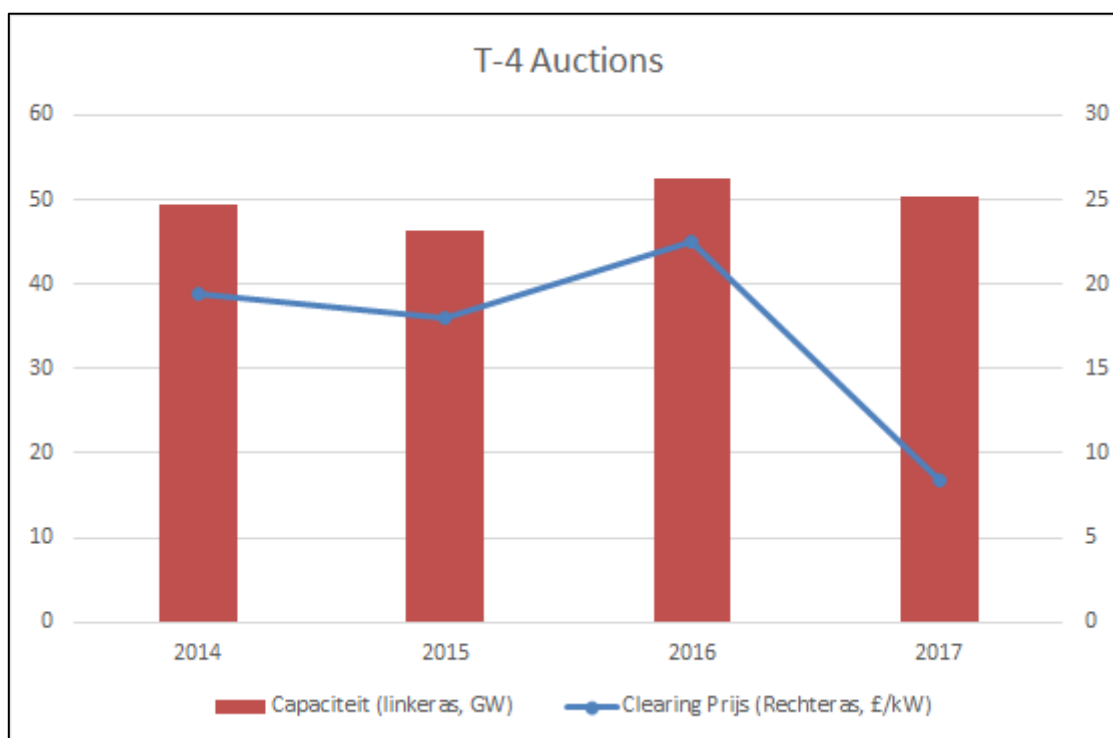
1.4.2.3 Performantie

Een extra veiling was nodig omdat de marktcondities in het Verenigd Koninkrijk sterk waren gewijzigd tussen de eerste T-4 veiling en het moment van oplevering. Als gevolg riskeerde een grote proportie van de aanwezige capaciteit te sluiten voor het mechanisme in werking trad. Daarom werd besloten een extra T-1 veiling in 2017 te organiseren, waardoor het mechanisme de facto één jaar eerder in werking trad. Deze extra veiling werd ook aangemeld bij de Europese Commissie, die geen bezwaren had bij de veiling omdat een maximum aan acties (het stimuleren van de versnelling van new build capacity en deelname van DSR) genomen werd.¹⁰

Tot nu toe zijn er 8 veilingen gehouden: de 2014, 2015, 2016 en 2017 T-4 Auction, de Early Capacity Auction in 2017, en de 2015 en 2016 DSR Transitional Auction en de T-1 auction van 2017.

Een overzicht van de gecontracteerde capaciteit per veiling en de clearing price is hieronder weergegeven:

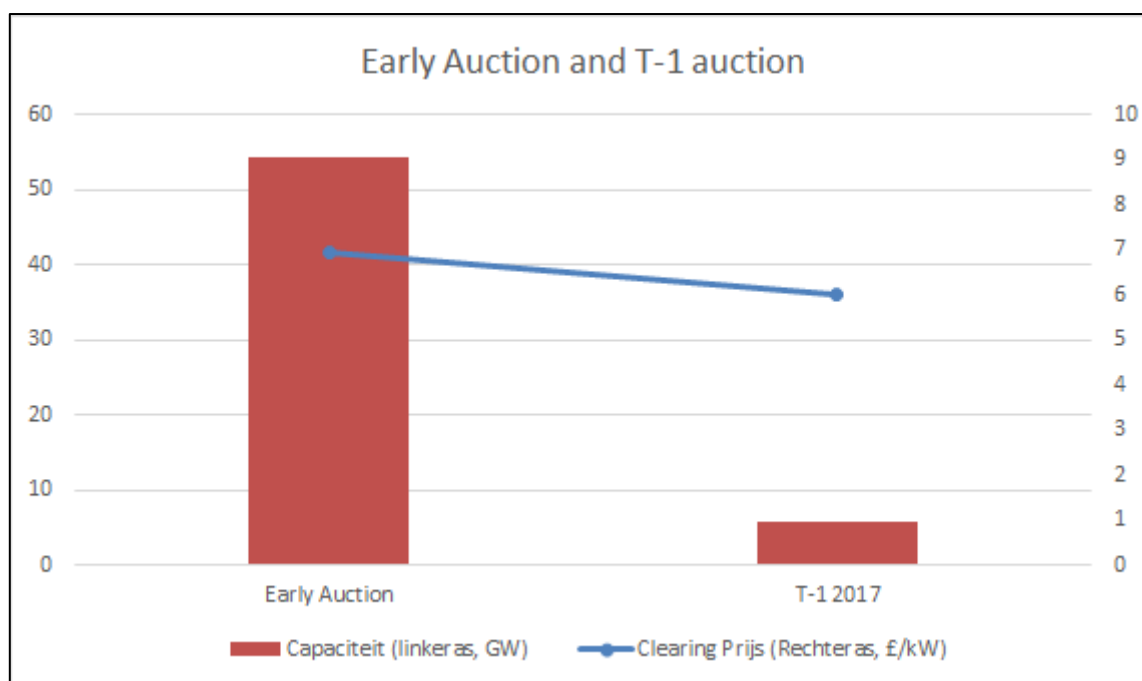
Figuur 3: Clearing prices & gecontracteerde capaciteit in GB van 2014 tot 2017



Zoals kan worden afgeleid worden uit de grafiek was de prijs tijdens de laatste T-4 veiling (i.e. in 2017) lager dan tijdens de voorbije veilingen. Een mogelijke verklaring zou kunnen liggen aan de hogere capaciteit aangeboden door New Build CMU's. Verder was er een significant kleinere proportie capaciteit die geprekwalificeerd was dan in de vorige veilingen.

¹⁰ "State aid SA.35980 - European Commission - Europa EU." 23 Jul. 2014, http://ec.europa.eu/competition/state_aid/cases/253240/253240_1579271_165_2.pdf. Accessed 19 Feb. 2018.

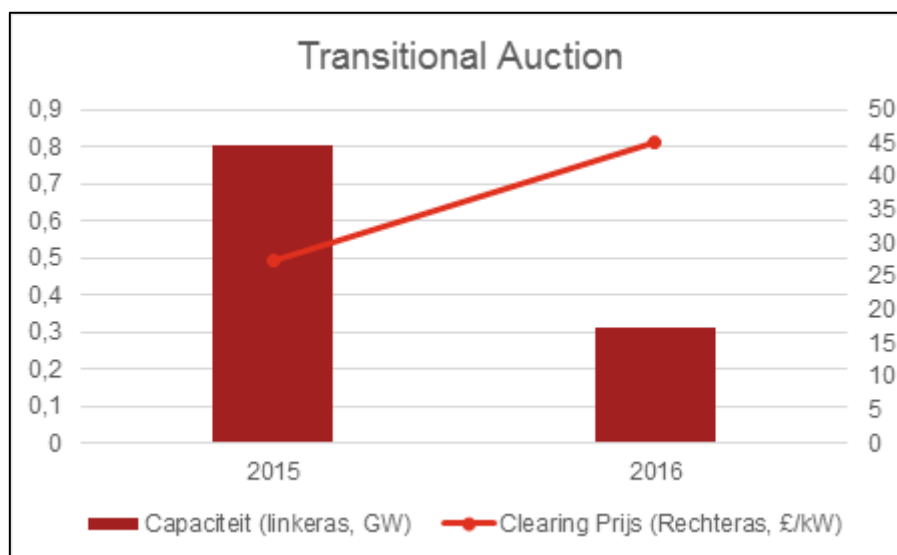
Figuur 4: Capaciteit en Clearing price in Groot-Brittannië voor de veiling T-1 in 2017



De laatste veiling die gehouden werd was de T-1 auction van 2017. De prijs voor deze veiling bereikte 6,00£/kW, de laagste clearing prijs tot nu toe.

Het mechanisme voorzag ook in twee “Transitional Auctions” voor unproven DSR, om deze potentiële capaciteit te ontwikkelen tegen de T-1 veilingen. Het gecontracteerd volume is veel lager dan tijdens de andere veilingen, en de prijs veel hoger.

Figuur 5: Clearing price & gecontracteerde capaciteit in Groot-Brittannië voor DSR in 2015 en 2016



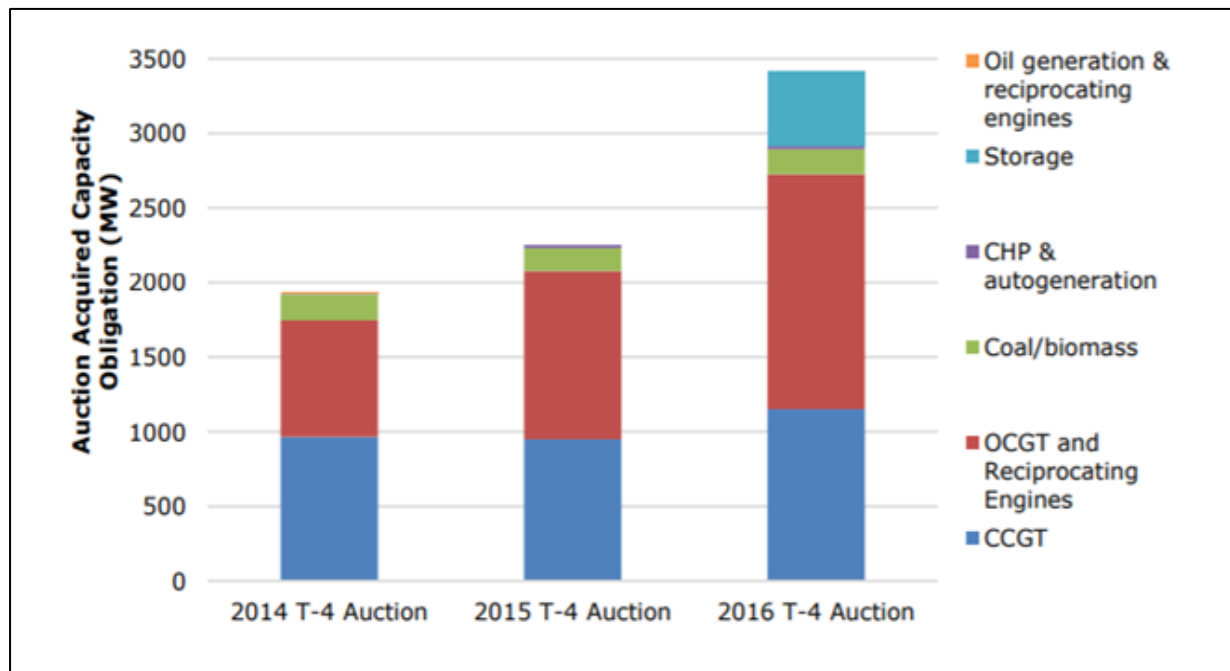
Europese haalbaarheid

De Europese Commissie besloot geen bezwaren te uiten tegen zowel het origineel mechanisme, als tegen de supplementaire auction. Dit gebeurde nadat het Verenigd Koninkrijk interconnectoren toeliet deel te nemen aan het mechanisme. Het mechanisme is goedgekeurd voor 10 jaar.

Nieuwe capaciteit

Tijdens de T-4 veilingen kunnen ook New Build CMU's deelnemen. Zoals boven beschreven komen deze CMU's in aanmerking voor een capaciteitscontract van 15 jaar. Een overzicht van de gecontracteerde New Build Facilities per T-4 veiling is hieronder gegeven. In totaal is sinds 2014 meer dan 7,5 GW aan nieuwe capaciteit gecontracteerd.

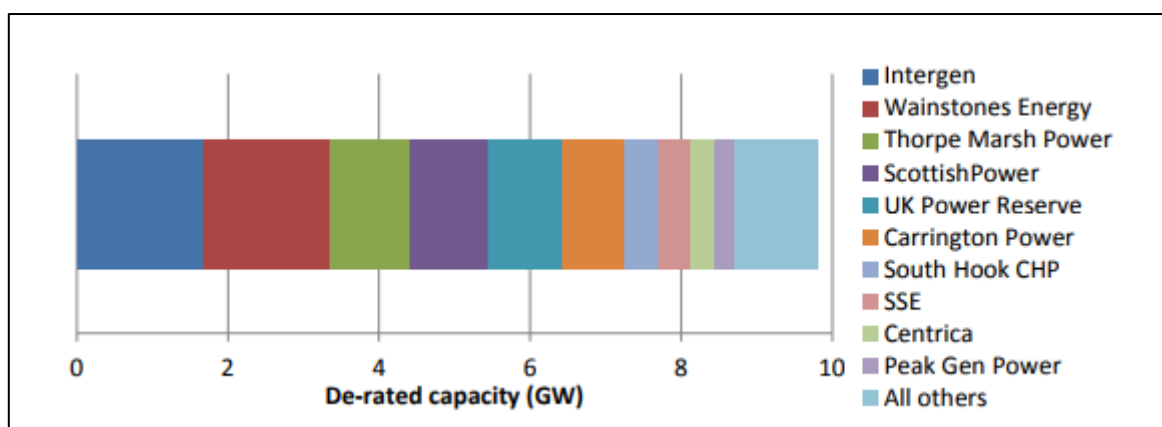
Figuur 6 : New built capacity by fuel and technology type in the T-4 auctions¹¹



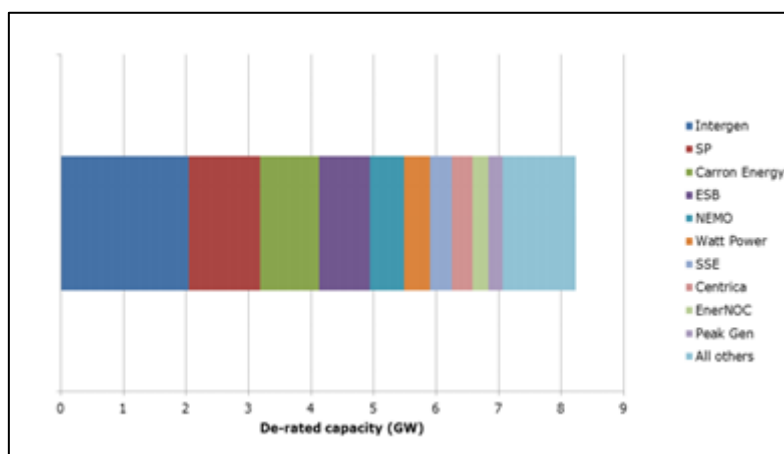
Veel van de nieuwe capaciteit bestaat uit kleinere eenheden. Een kanttekening moet hierbij worden geplaatst, omdat het vaak gaat over bestaande diesel generators (oil generation engines) die voordien niet werden gebruikt om elektriciteit op te wekken om deze verder te verkopen. Dit komt omdat deze eenheden overgecompenseerd worden door de Capacity Market. Dit leidde tot kritiek van Ofgem, aangezien deze mogelijk niet de efficiëntste bron van capaciteit zijn. Ofgem waarschuwt toekomstige deelnemers van de capaciteitsmarkt er ook voor dat maatregelen die deze overcompensatie aanpakken mogelijk verwacht kunnen worden. Zowel de geprequalificeerde new build CMU's als de gecontracteerde new build CMU's zijn minder geconcentreerd bij de grootste marktpelers dan de bestaande capaciteit, wat erop wijst dat de elektriciteitsmarkt competitiever wordt. De volgende figuur toont aan dat dit consistent is voor de geprequalificeerde CMU's over de jaren heen.

¹¹ Annual Report on the Operation of the Capacity Market in 2016/2017. The data for the T-4 auction of 2017 has not yet been published.

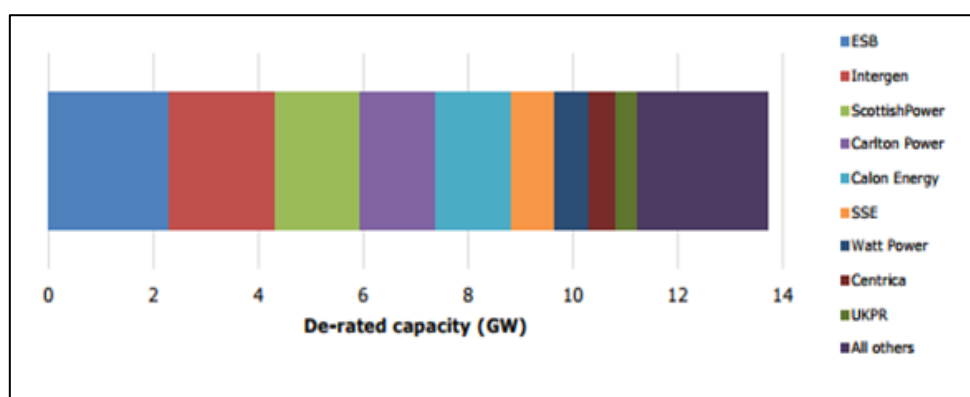
Figuur 7 : Volume of prequalified New Built capacity by company (2014)



Figuur 8 : Volume of prequalified New Built capacity by company (2015)¹²



Figuur 9 : Volume of prequalified New Building Generating CMU capacity by company (2016)¹³



Gezien de grote hoeveelheid aan new build CMU's zijn er verschillende centrales die geen contracten hebben gekregen. Wegens de eerder beschreven grote hoeveelheid aan diesलगeneratoren in deze new build CMU's bestaat er een risico voor een suboptimale capaciteitsmix in het Verenigd Koninkrijk moesten bestaande, efficiëntere centrales sluiten.

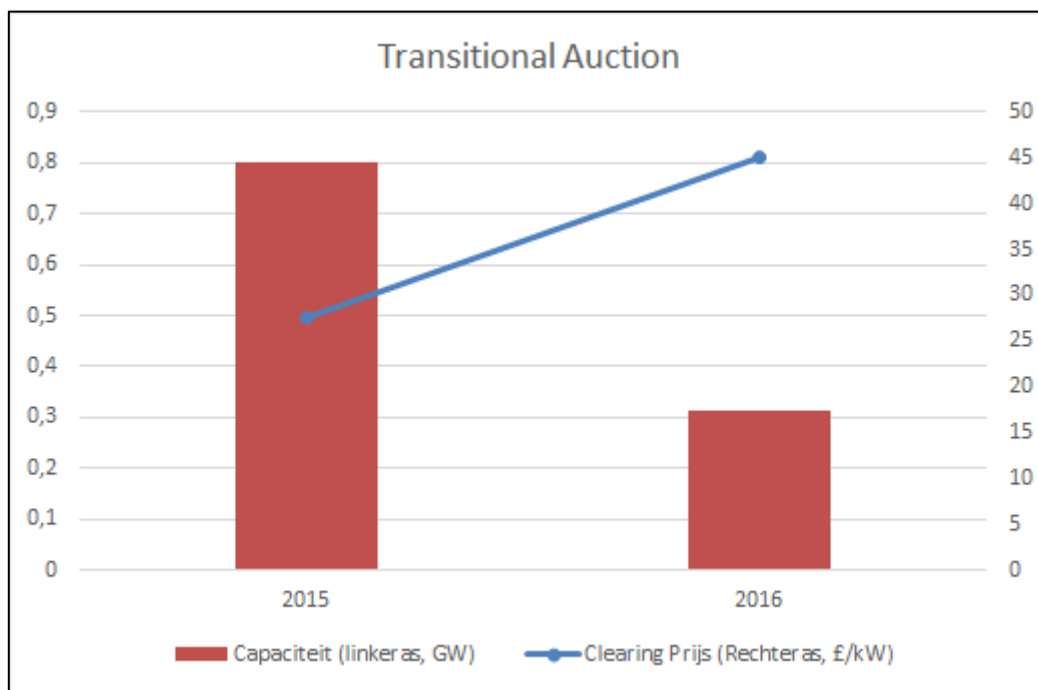
¹² Annual Report on the Operation of the Capacity Market in 2015, Annual Report on the Operation of the Capacity Market

¹³ Annual Report on the Operation of the Capacity Market in 2016/2017

Kost van het mechanisme

De totale kost van het mechanisme is significant. De kost van de Transitional Auctions, die respectievelijk gecontracteerd werden voor 2015-2016 en 2016-2017, voegden 22 miljoen pond aan de kost toe in 2016 en 14 miljoen in 2017 van het mechanisme, tegenover een capaciteit van 802 MW in 2016 en 312 MW in 2017.

Figuur 10 : Capaciteit en Clearing price van de Transitional Auctions (2015 – 2016)



De Early Auction had een kost van meer dan 378 miljoen pond voor een garantie van capaciteit van 54,4 GW tijdens 2017-2018.

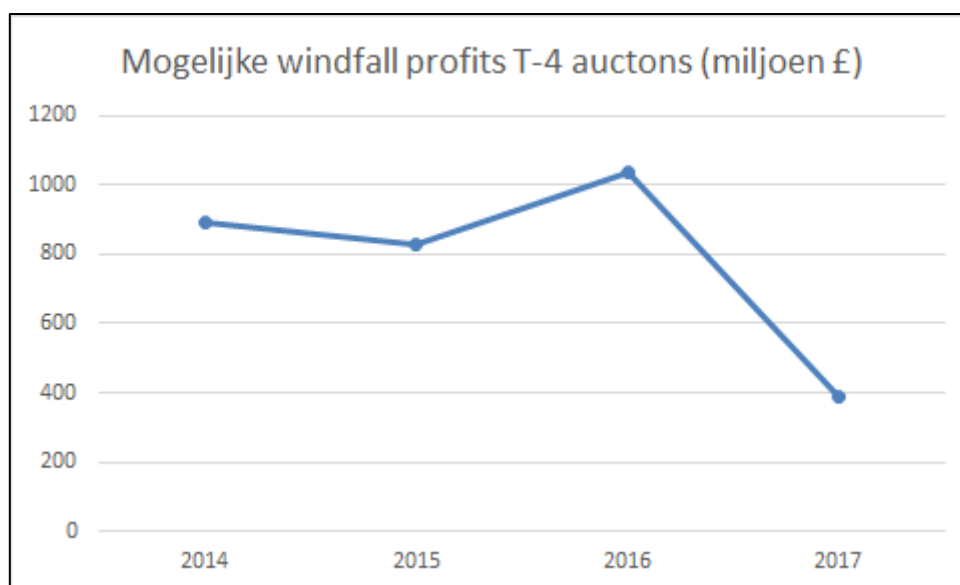
Tenslotte hebben de T-4 veilingen, waarvan de vroegste dient om de bevoorradingszekerheid te garanderen tijdens 2018-2019 een kost tussen de 835 en de 1179 miljoen pond per jaar. De gecontracteerde capaciteit voor dat bedrag varieert van 46,4 tot 52,4 GW. Voor de periodes vanaf 2018-2019 komt daarbovenop nog een extra niet bekende kost, aangezien er nog een T-1 veiling zal plaatsvinden voor deze periodes.

Het mechanisme wordt betaald door een heffing op alle elektriciteitsleveranciers, die de volledige kost van het mechanisme dekt.

Windfall profits

Alle gecontracteerde capaciteit krijgt dezelfde prijs (clearing prijs) per kW. De eenheden met de laagste vaste kosten slagen er daardoor in om significante windfall profits op te strijken. Vooral bestaande capaciteit met lage vaste kosten kan hiervan profiteren. De vraag overdag bedraagt tot 46 GW, en deze capaciteit kan mogelijk ook zonder capaciteitsvergoedingen draaien. Als men aanneemt dat deze capaciteit volledig is opgenomen in de veiling, aangezien ze in theorie ook zonder capaciteitscontract rendabel is, en het capaciteitscontract als windfall profit wordt beschouwd, creëert de Capacity Market mogelijk windfall profits van meer dan 319 miljoen pond in 2017-2018, en tot meer dan 1 miljard pond per jaar tussen 2018 en 2021. Aangezien er voor 2018 en later nog een T-1 veiling bijkomt kunnen deze windfall profits zelfs nog oplopen.

Figuur 11 : Mogelijke windfall profits T-4 auctions (miljoen GBP)



Een indicatie dat er inderdaad windfall profits werden verdiend lijkt ook te liggen in de resultaten van de laatste auctions, waar de prijs significant lager is. Dit ligt mogelijk aan de sterkere concurrentie in de markt. Mogelijk was de prijs voordien betaald dus hoger dan noodzakelijk.

Impact op de energietransitie

Er zijn maatregelen getroffen om de uitstoot van broeikasgassen te beperken. Zo waren er twee Transitional Auctions om de DSR te ontwikkelen. Verder is tijdens de T-4 Auction van 2016 voor het eerst een new build storage faciliteit gecontracteerd voor 15 jaar.

Veel van de gecontracteerde capaciteit betreft dieselgeneratoren die een grote emissie van CO₂ hebben. Zoals boven beschreven, worden deze door het huidige design bevoordeeld ten opzichte van meer efficiënte vormen van elektriciteitsproductie. Ofgem heeft wel aangegeven dat kan verwacht worden dat deze bevoordeling zal worden aangepakt in de toekomst.

Er bestaan geen specifieke milieudoelstellingen in de capaciteitsmarkt, waardoor in het algemeen bestaande centrales hun levensduur verlengd zien. Dit kan een negatieve invloed hebben op de emissies van CO₂.

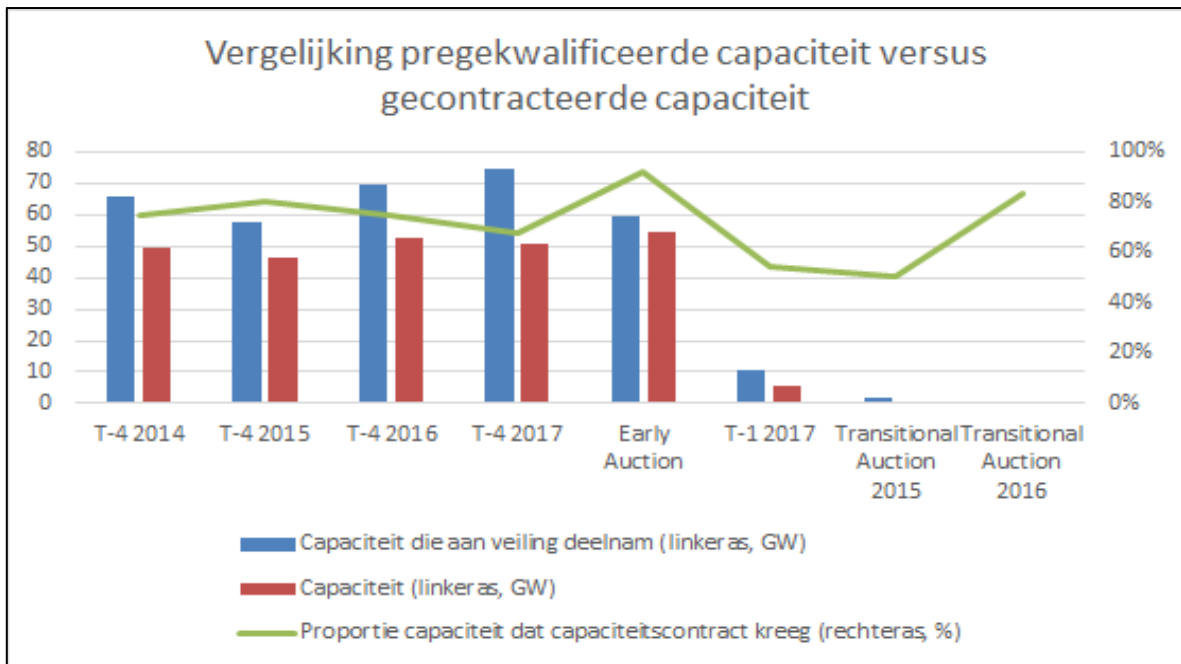
Impact op marktwerking

De productieverplichting die bestaat heeft een impact op de werking van de elektriciteitsmarkt en leidt tot een niet-optimale dispatch van productie-eenheden (zie boven).

Impact op de competitie in de elektriciteitsmarkt

Zoals in onderstaande grafiek te zien is, varieert de hoeveelheid capaciteit die is gecontracteerd tussen de 50 en 92% van de geprekwalificeerde capaciteit. Er bestaat dus competitie op de capaciteitsmarkt, wat de clearing prijs naar beneden drukt. De grootste spelers op de markt slagen er wel in om een zeer groot deel van de gecontracteerde capaciteit te contracteren: in de T-4 veiling van 2016 behaalden de drie grootste spelers ongeveer 50% van de capaciteitscontracten, wat overeenkomt met hun grootte op de elektriciteitsmarkt. Zoals eerder beschreven, is er wat betreft de nieuwe capaciteit meer concurrentie.

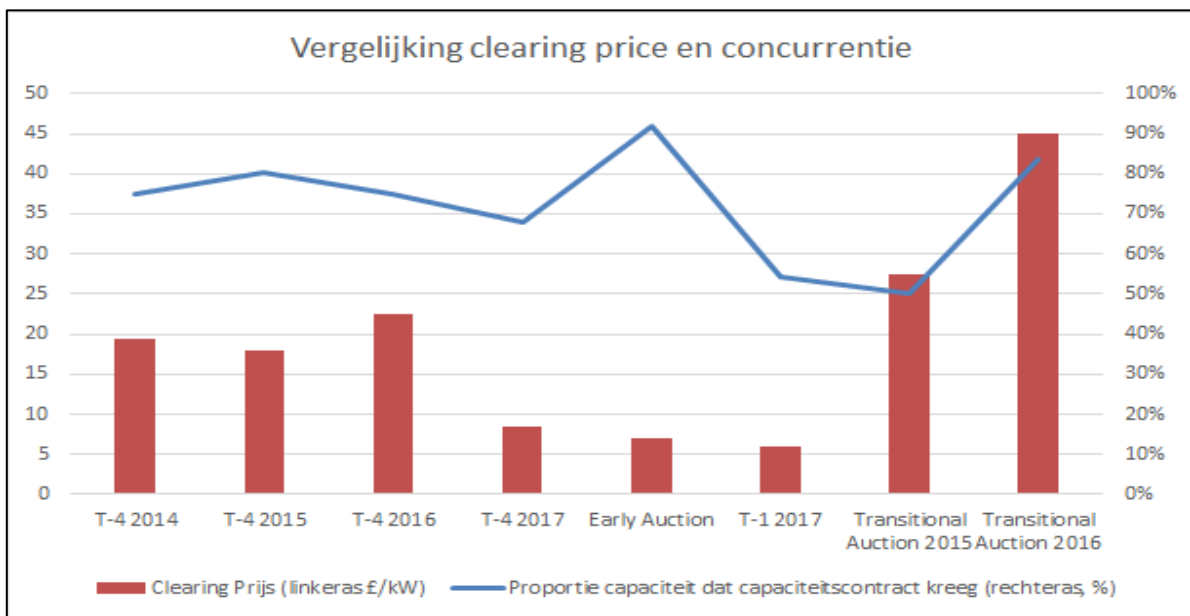
Figuur 12 : Vergelijking geprequalificeerde capaciteit versus gecontracteerde capaciteit¹⁴



Om de Demand Side Response te ontwikkelen en de veilingen competitiever te maken werden extra Transitional Auctions georganiseerd.

Wanneer de proportie geprequalificeerde capaciteit wordt vergeleken met de clearing price, is een zwak verband merkbaar. Er moet opgemerkt worden dat het verband anders kan zijn per soort capaciteit. Hoewel het verband zwak is, lijkt een toename van de concurrentie wel te leiden tot een lagere clearing price, en kunnen kleine verschillen in het percentage van de capaciteit dat een contract kreeg leiden tot grote verschillen in de clearing price.

Figuur 13 : Vergelijking clearing price en concurrentie



¹⁴ De capaciteit gecontracteerd voor de Transitional auction van 2016 is niet nul, maar bedroeg rond de 300 MW, waardoor deze niet zichtbaar is op de figuur. De capaciteit die aan de veiling deelnam was minder dan 400 MW.

1.4.3 Reliability options – Italië en Ierland

De Europese Commissie heeft twee mechanismen goedgekeurd gebaseerd op reliability options: het capaciteitsmechanisme van Italië en dat van Ierland. In deze sectie wordt de werking van dit soort mechanisme geïllustreerd aan de hand van de Italiaanse case, maar de werking is vergelijkbaar voor het Iers mechanisme. De evaluatie gebeurt aan de hand van de twee cases.

1.4.3.1 Context

Italië heeft een situatie van overcapaciteit. Er zijn echter centrales gebouwd in regio's waar ze niet nodig waren, en de ontwikkeling van het net was ongecoördineerd. Dit viel samen met een sterke steun voor hernieuwbare energiebronnen. Deze slechte coördinatie, in combinatie met rentabiliteitsproblemen en een noodzaak voor flexibiliteit leidden tot de beslissing een CRM te implementeren.¹⁵ De conceptie van het mechanisme begon in 2008. Het mechanisme werd door de Europese Commissie goedgekeurd in 2018. Het is nog niet duidelijk wanneer het eerste leveringsjaar zal aanvangen. Het Iers mechanisme vervangt een het capacity payment mechanisme. Het is niet bekend wanneer Ierland begon met de voorbereidingen van haar mechanisme. Het mechanisme werd goedgekeurd in 2017, en het eerste leveringsjaar zal 2018 zijn.

1.4.3.2 Beschrijving

Italië is bezig een systeem van reliability options te implementeren. Onder dit systeem krijgen producenten die deelnemen aan het systeem naast het marktinkomen een premie gebaseerd op de capaciteit die wordt aangekocht op een veiling door Terna, de Italiaanse TSO.

Figuur 14: Werking van het Italiaanse mechanisme¹⁶



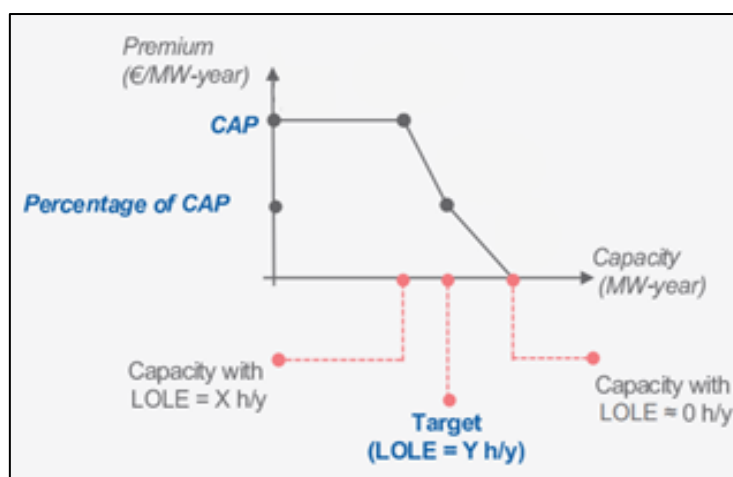
Zoals uit de figuur kan worden afgeleid, bestaan er drie monetaire stromen: het marktinkomen, de capaciteitsprijzen, en een payback.

Om de premies te bepalen wordt door Terna voor elk van de tien komende jaren een vraagfunctie gedefinieerd die overeenkomt met de adequacy targets (gebaseerd op Loss of Load Expectation [LOLE] of Expected Energy Not Served [EENS]).

¹⁵ "Studie over de maatregelen die moeten worden genomen teneinde" <http://www.creg.be/nl/publicaties/studie-f150604-cdc-1422>. Accessed 19 Feb. 2018.

¹⁶ AEEGSI

Figuur 15: Italiaanse vraagcurve (theoretisch geval)¹⁷

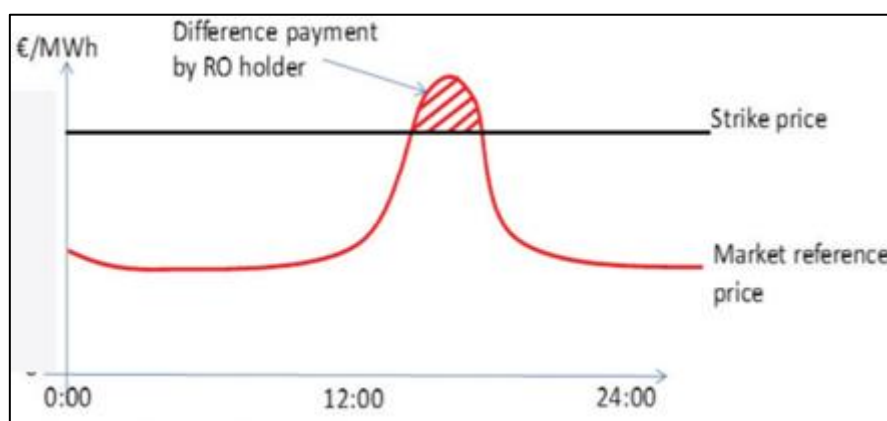


Zoals het geval is in het Brits systeem wordt de capaciteit aangeschaft tijdens een veiling vier jaar voor het jaar van levering. De veiling is een dalende veiling met een clearing price die aan iedere aanbieder van capaciteit wordt betaald. Het is niet verplicht om deel te nemen aan de veiling. Alle capaciteiten kunnen deelnemen op voorwaarde dat ze programmeerbaar zijn en geen andere investeringssteun genieten. In ruil voor de premie moeten deelnemende capaciteiten offertes indienen op de day-ahead markt en de markt voor ondersteunende diensten. Er wordt jaarlijks een secundaire veiling georganiseerd, die dicht bij het jaar van levering ligt. Er bestaat ook een secundaire markt die op weekbasis wordt georganiseerd zodat premiehouders hun contracten kunnen commercialiseren. De secundaire veiling en secundaire markt stellen deelnemers in staat hun posities na de veilingen aan te passen.

Om de terugbetalingen te bepalen, is het nodig een strike price te bepalen. Deze is gebaseerd op de variabele kosten van de marginale productietechnologie. Deze marginale productietechnologie wordt ook elk jaar bepaald, en is gebaseerd op de piek technologie met de laagste vaste kost.

Deze strike prijs is van belang om de payback te bepalen. Producenten die de reliability option nemen zijn namelijk verplicht om het verschil tussen de prijs op de groothandelsmarkt voor elektriciteit en de strike price terug te betalen als de prijs op de groothandelsmarkt voor elektriciteit groter is dan de strike price.

Figuur 16: Illustratie van de payback¹⁸



¹⁷ AEEGSI

¹⁸ AEEGSI

1.4.3.3 Performantie

Het is moeilijk de mechanismen te beoordelen omdat ze nog niet lang in werking zijn. De bespreking van de performantie is daarom gebaseerd op de modaliteiten van het design, en observaties van vergelijkbare modaliteiten in andere landen.

Europese haalbaarheid

Het Italiaans mechanisme werd goedgekeurd op 7 februari 2018. Verder werd ook in Ierland een mechanisme gebaseerd op reliability options goedgekeurd.

Nieuwe capaciteit

Er is nog geen nieuwe capaciteit onder het mechanisme ontwikkeld in een van beide mechanismen.

Kost van het mechanisme

Aangezien Italiaans mechanisme nog niet in werking is getreden is het nog niet mogelijk de kost ervan te beoordelen.

In de eerste veiling van het Iers mechanisme, dat een vergelijkbare werking heeft, werd een capaciteitspremie van €41.800/MW voor 2018-2019 toegekend.¹⁹

De kost wordt in beide mechanismen betaald door de eindgebruikers.

Windfall profits

Er bestaat een risico op windfall profits in het systeem, alhoewel het design toelaat om bepaalde windfall profits te recupereren. Meer bepaald werkt de veiling volgens het pay-per-clear principe, waardoor er mogelijk significante windfall profits zijn voor producenten die geen missing money hebben.

Windfall profits door prijspieken worden wel vermeden, aangezien het verschil tussen de prijs op de groothandelsmarkt voor elektriciteit en de strike price moet worden terugbetaald.

Impact op de energietransitie

Door OCGT (Open Cycle Gas Turbine) als referentie voor de marginale technologie te nemen worden gascentrales gesubsidieerd. Indien andere technologieën (bijvoorbeeld waterkracht of DSR) in de toekomst de referentie voor de marginale technologie worden verandert dit. In Ierland werd een strike price van 500 euro per MWh opgelegd, wat ook DSR toelaat aan het mechanisme deel te nemen.

Impact op marktwerking

De mechanismen veranderen de marktwerking. Het mechanisme bevat namelijk een terugbetaling van het verschil tussen de prijs op de groothandelsmarkt voor elektriciteit en de strike price indien dit verschil positief is. Dit maakt dat voor deelnemers aan het mechanisme prijspieken niet meer relevant zijn voor hun investeringsbeslissing.

Impact op de competitie in de elektriciteitsmarkt

De impact op de competitie in de elektriciteitsmarkt kan nog niet worden geanalyseerd, maar hangt af van de modaliteiten van het design en wordt uitgewerkt in deel 3.

¹⁹ "Final Capacity Auction Results." 26 Jan. 2018, <http://www.sem-o.com/ISEM/General/Capacity%20Market%20-%20Final%20Capacity%20Auction%20Results%20Report.pdf>. Accessed 28 Feb. 2018.

1.4.4 Gedecentraliseerde verplichting – Frankrijk

1.4.4.1 Context

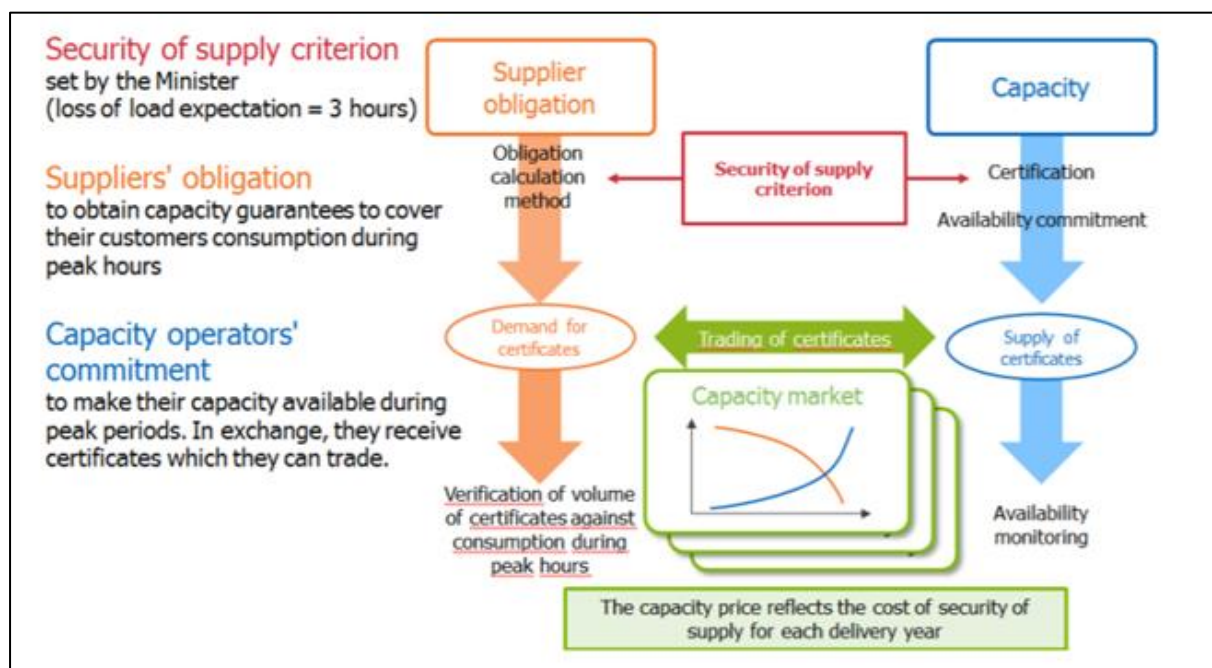
Frankrijk besloot over te gaan tot de implementatie van een capaciteitsmechanisme om de bevoorradingszekerheid te waarborgen die onder druk stond door enerzijds een stijging van de piekvraag en anderzijds de sluiting van bestaande capaciteit. Frankrijk toonde aan dat dit tot gevolg had dat de bevoorradingszekerheid niet langer kon gewaarborgd worden in het geval van extreme wintercondities. De nieuwe organisatie van de elektriciteitsmarkt werd voor het eerst vermeld in 2010. In 2015 werd een onderzoek door de Europese Commissie geopend, dat werd afgerond in 2016. Het mechanisme kon van start gaan met eerste leveringsjaar 2017.

1.4.4.2 Beschrijving

Het capaciteitsmechanisme verplicht elektriciteitsleveranciers, netwerkoperatoren en grote klanten om een volume aan capaciteitsgaranties aan te houden, proportioneel met hun piekvraag. Deze capaciteitsgaranties kunnen worden verkregen voor gecertificeerde capaciteit die deze marktpelers bezitten, of door het aankopen van capaciteitsgaranties op een gedecentraliseerde markt.

Uitbaters van productie- of DSR-capaciteit daarentegen zijn verplicht om hun capaciteit te laten certificeren door de TSO. Afhankelijk van hun voorspelde bijdrage tot de bevoorradingszekerheid krijgen zij dan een aantal capaciteitsgaranties. Dit wordt in onderstaand schema geïllustreerd.

Figuur 17: Schematische illustratie van het Franse CRM²⁰



De verplichting om capaciteitsgaranties aan te houden gebeurt op basis van de periode waarin de piekconsumptie wordt verwacht plaats te vinden, een correctie voor thermo sensitiviteit en voor het gecertificeerde DSR-vermogen tijdens de periode. De marktpartijen verplicht om capaciteitsgaranties aan te houden worden de dag voordien ingelicht als een piekconsumptie wordt verwacht. De parameters die worden gebruikt om de nood aan capaciteit te bepalen worden vier jaar voor levering vastgelegd, zodat de waarde van de garanties niet wijzigt door externe interventies in de markt. Op basis van de parameters wordt dan ex post de exacte verplichting berekend.

²⁰ http://ec.europa.eu/competition/state_aid/cases/261326/261326_1873332_314_5.pdf

Houders van bestaande capaciteit mogen vanaf vier jaar voor leveringsdatum ...hun capaciteit laten certificeren, en moeten minstens drie jaar voor leveringsdatum melden hoeveel capaciteit ze beschikbaar zullen hebben tijdens piekperiodes. Deze schatting kan worden gewijzigd tot het moment van levering. Houders van geplande capaciteit en DSR mogen vanaf vier jaar voor leveringsdatum tot twee maanden voor de leveringsperiode hun capaciteit laten certifiëren.

Capaciteitsgaranties kunnen dan worden verhandeld, zowel over the counter als op georganiseerde markten. Dit mag gebeuren vanaf wanneer capaciteit gecertificeerd is tot 2 jaar na leveringsjaar. Capaciteitsgaranties zijn losgekoppeld van de elektriciteitsmarkt: ze geven geen recht tot de elektriciteit en houders van garanties zijn niet verantwoordelijk voor de mogelijke uitval van capaciteit.

Na het jaar van levering moeten onbalansen tussen de ex post bepaalde reële nood aan garanties en de aangehouden garanties worden afgewikkeld. De prijs aan dewelke dit wordt verrekend is een marktreferentieprij gebaseerd op de gemiddelde prijs voor capaciteitsgaranties tijdens de periode indien de bevoorradingszekerheid niet in gevaar is, en een administratieve prijs wanneer de bevoorradingszekerheid wel in gevaar is. Deze administratieve prijs is tevens ook het prijsplafond van de capaciteitsmarkt.

1.4.4.3 Performantie

Europese haalbaarheid

Het mechanisme werd goedgekeurd na een in-depth investigation door de Europese Commissie. Meer bepaald bestond er twijfel over de noodzaak, de geschiktheid van de staatssteun, en de proportionaliteit van de staatssteun. Bovendien bestond bezorgdheid over effecten op concurrentie en handel tussen lidstaten, overcompensatie voor sommige actoren en een verstoring van de concurrentie op zowel de generator en leveranciersmarkt, en meer bepaald door de aanwezigheid van een of enkele dominante verticaal geïntegreerde spelers op zowel de generator- als leveranciersmarkt.²¹

De goedkeuring gebeurde nadat Frankrijk een aantal wijzigingen in het mechanisme doorvoerde:

- Nieuwe capaciteit kan certificaten voor zeven jaar krijgen in plaats voor 1 jaar.
- Buitenlandse capaciteit kan deelnemen aan het mechanisme;
- Bijkomende maatregelen om marktmanipulatie te voorkomen, zoals de vergelijking van verklaringen van het vermogen met historische benchmarks, om aanbieders te verhinderen capaciteit te onderschatten en prijzen op te drijven, en de verplichting voor grote aanbieders om een minimum aantal certificaten aan te bieden tijdens de veilingen.²²

Nieuwe capaciteit

In 2017 en 2018 werd geen te bouwen capaciteit gecertificeerd. Hierbij valt op te merken dat Frankrijk zich niet in een situatie van ondercapaciteit bevindt.

Kost van het mechanisme

Het mechanisme verplicht leveranciers een zekere hoeveelheid capaciteitsgaranties aan te houden. De kost hiervoor gemaakt wordt doorgegeven aan hun klanten.

De markt waarop de capaciteitsgaranties worden verhandeld is de EPEX spot market. De gemiddelde prijs en hoeveelheid capaciteitsgaranties worden weergegeven in volgende tabel:

²¹ "SA.39621 - Case search - Competition - European Commission."

http://ec.europa.eu/competition/elojade/isef/case_details.cfm?proc_code=3_SA_39621, Accessed 19 Feb. 2018.

²² "State aid: Commission approves revised French market-wide capacity" 8 Nov. 2016,

https://ec.europa.eu/commission/commissioners/2014-2019/veitinger/announcements/state-aid-commission-approves-revised-french-market-wide-capacity-mechanism_en, Accessed 19 Feb. 2018.

Figuur 18: Resultaten van de EPEX spot Market²³

Année de livraison		je, 15/12	je, 27/04	je, 09/11	je, 14/12
2017	Prix (€/Garantie)	999,98	1 041,94	-	-
	Volume (Garantie)	226 358,0	5 167,0	-	-
2018	Prix (€/Garantie)	-	-	931,00	937,53
	Volume (Garantie)	-	-	109 567,0	102 543,0
2019	Prix (€/Garantie)	-	-	-	1 299,98
	Volume (Garantie)	-	-	-	12 202,0

In deze tabel wordt een garantie gezet op 0,1 MW. De prijs ligt dus rond de 10.000 EUR/MW en de hoeveelheid verhandelde capaciteit rond de 20 GW in leveringsjaar 2017 en rond de 10 GW in leveringsjaar 2018 en 2019.

Aangezien de maximum piekvraag 93900 MW was in de winter 2017-2018²⁴, ligt de jaarlijkse totale kost van het mechanisme rond de 940 miljoen euro.

Windfall profits

Het systeem zorgt voor windfall profits, aangezien de prijs voor capaciteitsgaranties niet afhangt van de soort capaciteit. Het volledige capaciteitspark wordt dus vergoed aan de prijs die de marginale eenheden nodig hebben.

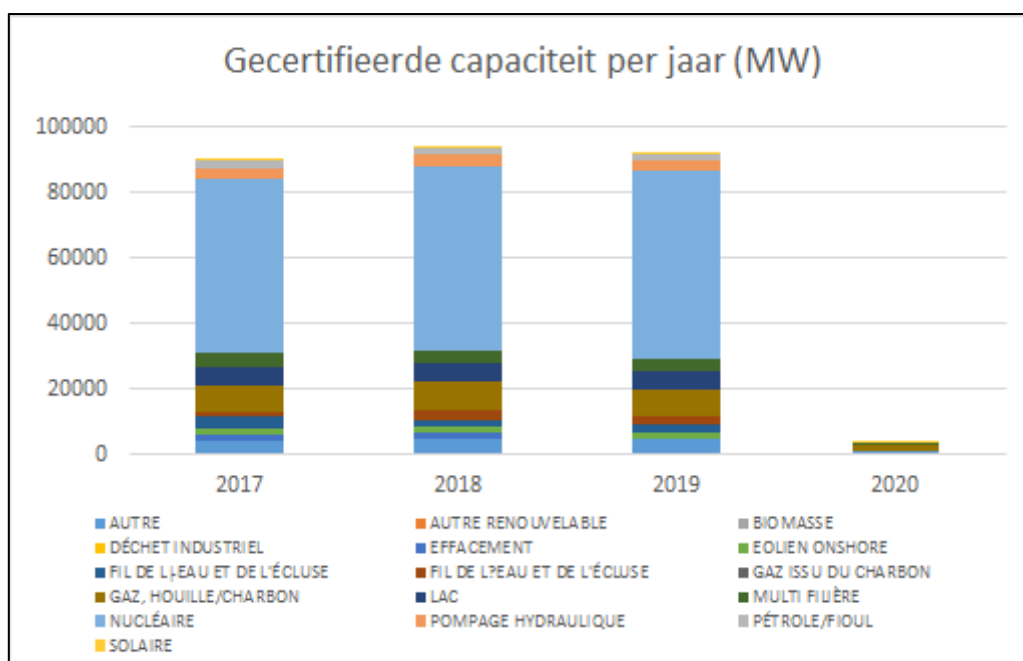
Impact op de energietransitie

Het mechanisme laat toe dat intermitterende Renewable Energy Sources (RES) deelnemen aan het mechanisme afhankelijk van hun bijdrage tot de bevoorradingszekerheid. Mogelijk ontvangen deze capaciteiten ook andere subsidies, hierover kon echter geen informatie worden teruggevonden. Onderstaande figuur geeft de verdeling weer van capaciteitsgaranties voor het periode van 2017 tot 2020.

²³ https://www.epexspot.com/fr/donnees_de_marche/capacitymarket

²⁴ "RTE - Portail clients - Courbes journalières." http://clients.rte-france.com/lang/fr/visiteurs/vie_histo_courbes.jsp. Accessed 19 Feb. 2018.

Figuur 19 : Gecertificeerde capaciteit per jaar (MW)²⁵



Hierbij moet worden opgemerkt dat nog niet alle capaciteit voor 2020 gecertificeerd is.

Impact op marktwerking

Het mechanisme is volledig gescheiden van de elektriciteitsmarkt en heeft geen invloed op deze markt.

Impact op de competitie in de elektriciteitsmarkt

Het mechanisme heeft een sterke invloed op de competitie in de elektriciteitsmarkt. Dit was een van de voornaamste redenen waarom de Commissie besloot een sectoronderzoek uit te voeren. Alhoewel een aantal maatregelen werden genomen om de concurrentie te vrijwaren (verplichting een zeker aantal capaciteitscertificaten te verhandelen, capaciteitscontracten voor 7 jaar voor nieuwe capaciteit) geeft het mechanisme nog altijd een sterke macht aan de grootste verticaal geïntegreerde marktspelers op de Franse elektriciteitsmarkt.

²⁵ https://clients.rte-france.com/lang/fr/visiteurs/vie/meca_capa/meca_capa_rcc.jsp?rccsp=1&alf=2018

1.5 Toepassing van bestaande CRM's op Belgische context

Het primaire probleem in de Belgische context betreft het vermogen van de markt om op lange termijn voldoende investeringen op gang te brengen. Dit probleem wordt aangetoond in een studie uitgevoerd door Elia op basis van de ENTSO-E methodologie, waarin staat dat zelfs de meest efficiënte CCGT centrale niet voldoende inframarginale rente kan genereren om haar investering terug te betalen.²⁶ Daarenboven bestaat er een probleem van lokale ontoereikendheid door de kernuitstap, waardoor 5,9 GW aan capaciteit buiten werking worden gesteld tegen 2025. Bovendien zijn er nog enkele andere elementen van belang in de Belgische context, waaronder de sterk geconcentreerde markt, de grootte van de interconnecties, en de doelstellingen in verband met de energietransitie.

Om de verschillende opties te evalueren, werden de mechanismen die in het vorig hoofdstuk werden beschreven op de criteria vermeld in het lastenboek en een aantal andere criteria die tijdens het onderzoek van belang bleken geëvalueerd.

Het resultaat kan worden teruggevonden in de onderstaande tabel:

<i>Elementen Belgische context</i>	<i>Aanbesteding</i>	<i>Capacity Auction</i>	<i>Reliability options</i>	<i>Gedecentraliseer de verplichting</i>
<i>Nood aan nieuwe capaciteit</i>	Er bestaat een directe incentive om nieuwe capaciteit te bouwen.	Het is een uitdaging om via dit systeem een voldoende sterke incentive te geven om de nodige capaciteit te bouwen.	Het is een uitdaging om via dit systeem een voldoende sterke incentive te geven om de nodige capaciteit te bouwen.	Het mechanisme werd niet ontworpen om nieuwe capaciteit aan te trekken, en er lijkt voorlopig geen nieuwe capaciteit te worden gebouwd onder dit mechanisme.
<i>Snelheid van implementatie</i>	Een tender kan snel gaan als de overheid de technologie en volume op voorhand bepaalt. Er is wel een significant risico dat bestaande spelers zullen proberen het mechanisme te vertragen.	Het kostte het VK meer dan 6 jaar om deze optie in te voeren.	De tijd voor implementatie is vergelijkbaar met een capacity auction mechanisme.	Er zijn meer partijen die deelnemen aan het mechanisme, dan in gecentraliseerde systemen, wat de implementatie moeilijker maakt.
<i>Kost</i>	De kost hangt af van de concurrentie op de markt.	De kosten kunnen hoog zijn afhankelijk van de concurrentie op de markt.	In theorie het mechanisme dat de kosten van een marktbreed systeem het best minimaliseert.	De kosten kunnen hoog zijn afhankelijk van de concurrentie op de markt.
<i>Risico op windfall profits minimaliseren</i>	Windfall profits zijn een risico. Er bestaan wel mechanismen om deze in te perken.	Windfall profits zijn een risico.	Windfall profits zijn beperkter.	Windfall profits zijn een risico.

²⁶ "Electricity scenarios for belgium towards 2050 - Elia." 14 Nov. 2017, http://www.elia.be/~media/files/Elia/About-Elia/Studies/20171114_ELIA_4584_AdequacyScenario.pdf. Accessed 28 Feb. 2018.

<i>Impact op marktwerking</i>	Een aanbesteding verstoort de marktwerking.	Er kan een impact zijn op de marktwerking.	Beperkte impact op de marktwerking.	Kleinste impact op de marktwerking
<i>Impact op liberalisering van energiemarkt</i>	Gaat in tegen de liberalisering van de energiemarkt.	Kleinere impact.	Kleinere impact.	Dit systeem riskeert historische producenten marktmacht te geven en daardoor de liberalisering te verhinderen.
<i>Impact op handelsbalans en werkgelegenheid</i>	Hangt af van de modaliteiten van het tender design.	Hangt af van de modaliteiten van het design.	Hangt af van de modaliteiten van het design.	Hangt af van de modaliteiten van het design.
<i>Technologie-neutraliteit</i>	Afhankelijk van de modaliteiten van het design.	Mogelijkheid om technologie neutraal te zijn.	Mogelijkheid om technologie neutraal te zijn.	Mogelijkheid om technologie neutraal te zijn.
<i>In overeenstemming met energietransitie</i>	Afhankelijk van het design. Dit gaat echter in tegen de technologie neutraliteit.	Afhankelijk van het design. Dit gaat echter in tegen de technologie neutraliteit.	Afhankelijk van het design. Dit gaat echter in tegen de technologie neutraliteit.	Afhankelijk van het design. Dit gaat echter in tegen de technologie neutraliteit.
<i>Vermijding van ondermijning van bestaande overeenkomsten</i>	Mogelijk.	Mogelijk.	Mogelijk.	Mogelijk.
<i>Europese haalbaarheid</i>	Er bestaat een precedent. Dit mechanisme kan enkel voor een tijdelijke nood worden ingezet.	Er is een precedent beschikbaar.	Er is een precedent beschikbaar.	Er is een precedent beschikbaar.
<i>Deelname van buitenlandse capaciteit</i>	Mogelijk.	Mogelijk.	Mogelijk.	Mogelijk.
<i>Deelname van Demand Side Management</i>	Mogelijk.	Mogelijk.	Mogelijk.	Mogelijk en zelfs impliciet en expliciet. Dit mechanisme is daarom het best geschikt voor de deelname van DSM.
<i>Interactie met de buurlanden</i>	Buurlanden kunnen mogelijk klagen over een targeted tender omdat dit een impact op hun elektriciteitsmarkt heeft.	Dit mechanisme subsidieert de bevoorradingszekerheid van de buurlanden en kan hoge prijzen tijdens momenten van simultane schaarste niet uitsluiten.	Dit mechanisme subsidieert de bevoorradingszekerheid van de buurlanden maar kan hoge prijzen tijdens momenten van simultane schaarste uitsluiten.	Dit mechanisme subsidieert de bevoorradingszekerheid van de buurlanden en kan hoge prijzen tijdens momenten van simultane schaarste niet uitsluiten.

Voor verschillende van de vooropgestelde criteria hangt de evaluatie af van het exacte ontwerp van het mechanisme. Er zijn echter enkele elementen uit de voorgaande analyse die leiden tot een voorkeur voor een bepaald ontwerp, namelijk het reliability options-mechanisme. Deze elementen zijn de Europese haalbaarheid, de nood aan nieuwe capaciteit, de impact op de concurrentie op de elektriciteitsmarkt, het vermijden van windfall profits, en het mechanisme in momenten van simultane schaarste. In de rest van het hoofdstuk zullen deze elementen worden beschreven, en zal worden beargumenteerd waarom het reliability options-mechanisme het best aan deze criteria voldoet.

1.5.1 Europese haalbaarheid

Alle beschreven mechanismen hebben precedents en kunnen in theorie worden goedgekeurd door de Europese Commissie. In haar finaal rapport over het sectoronderzoek over capaciteitsmechanismen geeft de Europese Commissie echter aan wat voor mechanisme kan dienen voor welk probleem. De Commissie geeft hierin aan dat een targeted tender niet kan dienen om een probleem van rentabiliteit op lange termijn op te lossen.²⁷ Daarom zal de aanbesteding niet worden overwogen in de context van een mechanisme op lange termijn.

Wat betreft de impact van de Europese haalbaarheid op de andere mechanismen zijn er minder beperkingen, aangezien zowel mechanismen gebaseerd op reliability options, gecentraliseerde veilingen en gedecentraliseerde verplichtingen zijn goedgekeurd in het verleden. De Europese Commissie beschreef dat het vooral belangrijk is dat ze gebaseerd zijn op volume en marktbreed zijn, wat voor al deze mechanismen het geval is. In haar finaal rapport over het sectoronderzoek over capaciteitsmechanismen gaf de Europese Commissie echter aan dat een mechanisme gebaseerd op reliability options waarschijnlijk optimaal is, aangezien het zekerheid biedt maar windfall profits beperkt.²⁸

1.5.2 Nood aan nieuwe capaciteit

Zoals aangegeven in de studie van Elia over adequacy, ontstaat mogelijk een nood aan 3,6 GW nieuwe capaciteit door de kernuitstap, waarvan wordt verwacht dat een marktdesign met enkel een EOM niet zal leiden tot deze hoeveelheid aan nieuwe capaciteit.²⁹ Dit betekent dat de mogelijkheid nieuwe capaciteit te genereren een belangrijke eigenschap is van een capaciteitsmechanisme, indien de marktcondities zijn zoals voorspeld en er geen andere acties worden ondernomen. Wat dit betreft is een aanbesteding waarschijnlijk de beste oplossing om nieuwe capaciteit te genereren. Wat betreft marktbrede mechanismen is er waarschijnlijk een sterkere prikkel in gecentraliseerde mechanismen dan in gedecentraliseerde mechanismen. Echter kan er overwogen worden om in een gecentraliseerd mechanisme een vroege veiling voor nieuwe capaciteit te doen zodat de bevoorradingszekerheid niet in het gedrang komt. De uitwerking van een dergelijke vroege veiling van echter buiten de scope van dit rapport.

²⁷ "Final Report of the Sector Inquiry on Capacity Mechanisms - European" 30 Nov. 2016, http://ec.europa.eu/competition/sectors/energy/capacity_mechanisms_final_report_en.pdf. Accessed 19 Feb. 2018.

²⁸ "Final Report of the Sector Inquiry on Capacity Mechanisms - European" 30 Nov. 2016, http://ec.europa.eu/competition/sectors/energy/capacity_mechanisms_final_report_en.pdf. Accessed 19 Feb. 2018.

²⁹ "Electricity scenarios for belgium towards 2050 - Elia." 14 Nov. 2017, http://www.elia.be/~media/files/Elia/About-Elia/Studies/20171114_ELIA_4584_AdequacyScenario.pdf. Accessed 28 Feb. 2018.

1.5.3 *Impact op de concurrentie van de elektriciteitsmarkt*

Een belangrijke keuze die moet worden gemaakt is of er wordt geopteerd voor een gecentraliseerd of een gedecentraliseerd mechanisme. Deze keuze heeft een grote impact op de elektriciteitsmarkt. Meer bepaald oefent de keuze een invloed uit op de marktmacht van de verschillende spelers.

Dit komt doordat in gecentraliseerde mechanismen de aanbieders van capaciteit onderhandelen met een gecentraliseerde inkoper, terwijl in gedecentraliseerde mechanismen er een vraag en aanbod naar capaciteit ontstaat, doordat leveranciers capaciteitsgaranties moeten aankopen bij generatoren. Dit is een probleem in de Belgische elektriciteitsmarkt omwille van twee redenen: ten eerste zijn er verschillende marktspelers die zowel generator als leverancier zijn, en ten tweede is zowel de Belgische leveranciers- als productiemarkt sterk geconcentreerd, wat grote spelers marktmacht verleent. Deze twee redenen worden hieronder verder in detail beschreven.

Het feit dat verschillende spelers op de Belgische elektriciteitsmarkt zowel als leverancier en generator actief zijn heeft een sterke invloed op hoe een decentrale markt zou werken. Het kan verwacht worden dat in een dergelijke situatie het aanbod van capaciteitsgaranties sterk zou verminderen, wat de liquiditeit van de markt sterk vermindert. Een vermindering van de liquiditeit kan verhinderen dat het systeem optimaal functioneert. Dit probleem bestond ook in het mechanisme zoals initieel werd voorgesteld in Frankrijk, en het mechanisme kon pas worden goedgekeurd na het engagement van Frankrijk om grote spelers te verplichten een minimum aan certificaten op de markt te brengen.³⁰ Alhoewel dergelijke maatregelen de liquiditeit van de markt kunnen bevorderen maakt dit het juridisch kader complexer, en is het geen garantie dat er een werkelijk liquide markt zal ontstaan indien het gekozen minimum te laag is.

Het tweede probleem betreft de concentratie op zowel de leveranciersmarkt als de productiemarkt. Meer bepaald zijn beide markten sterk geconcentreerd. De drie grootste generatoren bezaten samen bijna 60% van alle capaciteit in België, terwijl ze bijna 70% van alle elektriciteit genereerden in 2015.³¹ De grootste generator had zelfs een marktaandeel van 48% in 2015.³² In totaal waren er meer dan 350 elektriciteitsgeneratoren aanwezig op de Belgische elektriciteitsmarkt.³³ Deze markt laat zich dus kenmerken als een markt waarin drie grote generatoren de markt domineren en er daarbovenop enkele honderden kleinere generatoren een klein marktaandeel hebben.

Wat betreft de leveranciersmarkt waren er in 2015 vier grote elektriciteitsleveranciers, die samen iets meer dan 70 procent van de leveranciersmarkt domineren.³⁴ In totaal waren er 52 leveranciers in 2015.³⁵ Er is dus een grote speler meer dan op de productiemarkt, terwijl het totaal aantal leveranciers kleiner is dan op de productiemarkt.

Er bestaat dus in beide markten een marktmacht voor een beperkt aantal spelers, die de prijs voor capaciteitsgaranties in een decentraal systeem artificieel te hoog of te laag zouden kunnen zetten, zodat leveranciers of generatoren gedwongen zouden worden de markt te verlaten. Hierbij moet de kanttekening gemaakt worden dat in een sterk geconcentreerde markt als de Belgische leveranciers- of productiemarkt ook een gecentraliseerd systeem kan leiden tot manipulatie en een te hoge kost. Echter, doordat in een gecentraliseerd mechanisme de transacties plaatsvinden met een centrale inkoper is het moeilijker om andere leveranciers of generatoren uit de markt te duwen.

³⁰ "7086 final COMMISSION DECISION of 8.11.2016 ON STATE AID"

http://ec.europa.eu/competition/state_aid/cases/261326/261326_1873332_314_5.pdf. Accessed 19 Feb. 2018.

³¹ "Electricity market indicators - Statistics Explained - European" 3 Mar. 2017, http://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php/Electricity_market_indicators. Accessed 19 Feb. 2018.

³² "Eurostat - Data Explorer." http://ec.europa.eu/eurostat/product?code=nrg_ind_331a&mode=view. Accessed 19 Feb. 2018.

³³ "Electricity market indicators - Statistics Explained - European" 3 Mar. 2017, http://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php/Electricity_market_indicators. Accessed 19 Feb. 2018.

³⁴ "Electricity market indicators - Statistics Explained - European" 3 Mar. 2017, http://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php/Electricity_market_indicators. Accessed 19 Feb. 2018.

³⁵ "Electricity market indicators - Statistics Explained - European" 3 Mar. 2017, http://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php/Electricity_market_indicators. Accessed 19 Feb. 2018.

De marktmacht van deze spelers kan bovendien leiden tot een *barrier to entry* voor nieuwe spelers in zowel de leveranciers- als productiemarkt. Wat betreft de leveranciersmarkt bestaat er namelijk de mogelijkheid dat de grote generatoren die ook actief zijn als leverancier niet alle capaciteit volledig laten certificeren, of hun capaciteit voor minder laten certificeren dan ze eigenlijk kan bijdragen tot de bevoorradingszekerheid. Dit zou de prijzen voor capaciteitsgaranties artificieel opdrijven, wat het voor bedrijven die overwegen leverancier te worden onmogelijk kan maken om concurrentieel te zijn in de markt. Anderzijds kan een artificieel lage prijs ertoe leiden dat het niet mogelijk is voor andere bedrijven om in de productiemarkt te stappen.

Om deze redenen lijkt een gecentraliseerd mechanisme meer aangewezen voor de Belgische context.

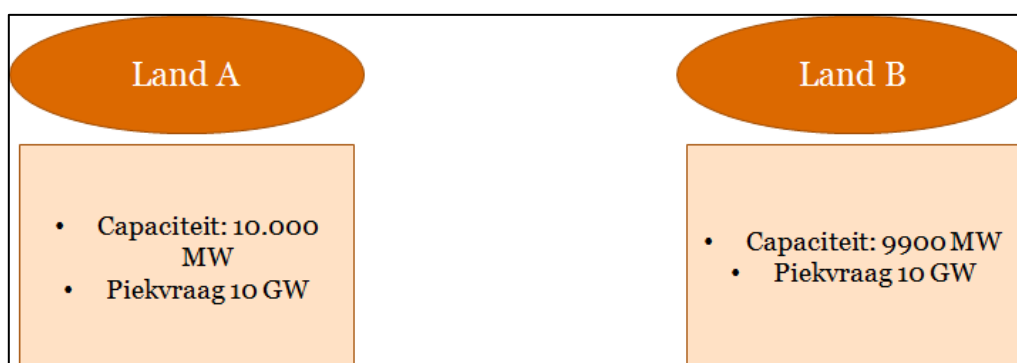
1.5.4 Vermijding van windfall profits

Het vermijden van windfall profits is een doelstelling van alle capaciteitsmechanismen. Een nadere analyse van bestaande systemen wees echter uit dat geen enkel systeem er volledig in sloeg om windfall profits te vermijden. Een systeem gebaseerd op reliability options verplicht echter aanbieders van capaciteit de keuze te maken om ofwel winsten te genereren door piekprijzen op momenten van schaarste ofwel door vaste inkomsten van het capaciteitsmechanisme. Het is daarom beter in het vermijden van windfall profits, aangezien de beschikbaarheid op momenten van schaarste slechts één keer wordt vergoed, namelijk door ofwel de piekprijzen ofwel door de capaciteitsvergoeding maar niet door beiden, wat niet het geval is voor zowel het mechanisme van gedecentraliseerde verplichtingen als in een mechanisme van gecentraliseerde inkoop. Een reliability options-design is dus beter in het vermijden van windfall profits.

1.5.5 Momenten van simultane schaarste met de buurlanden

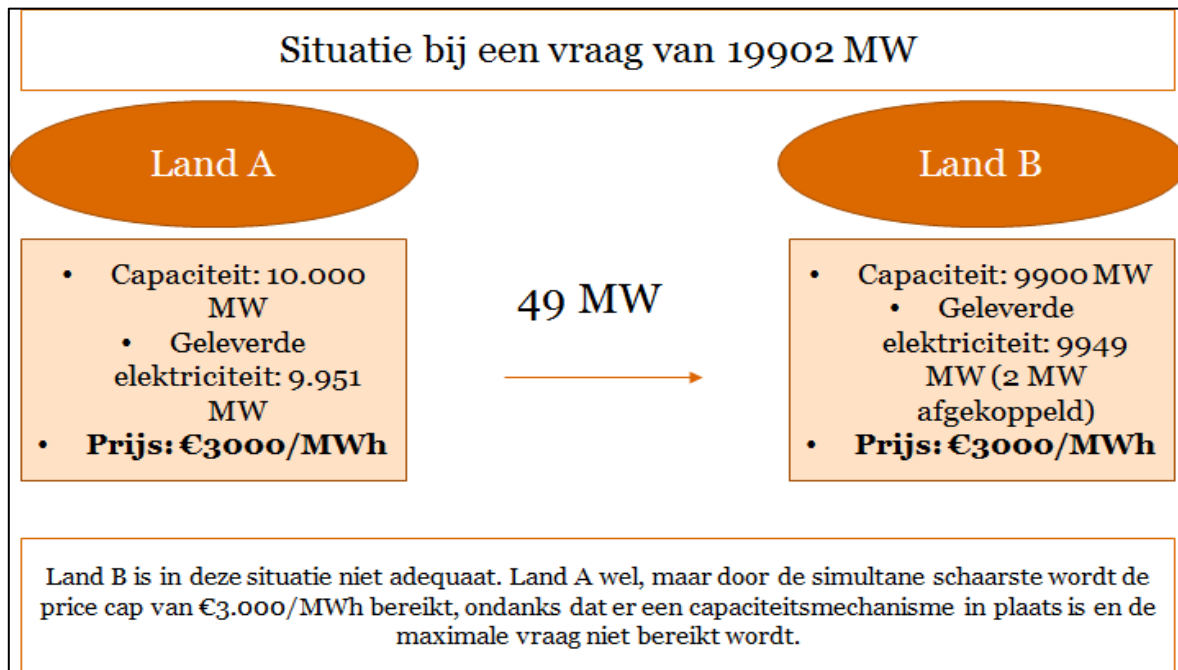
De eigenschap dat reliability options beter is in het vermijden van windfall profits is in het algemeen belangrijk, maar nog belangrijker in het licht van potentiële momenten van simultane schaarste met de buurlanden. Dit kan geïllustreerd worden aan de hand van onderstaand voorbeeld.

Er wordt uitgegaan van land A en land B, twee landen die geïnterconnecteerd zijn en die dezelfde piekvraag van 10 GW hebben. Land A heeft een capaciteitsmechanisme geïmplementeerd, land B niet. Als gevolg daarvan heeft land B een tekort aan capaciteit. In het voorbeeld wordt verondersteld dat er in beide landen een price cap van € 3.000/MWh geldt en de marginale variabele kost in beide landen gelijk is aan €100/MWh.



Een geval van simultane schaarste doet zich voor wanneer de vraag naar elektriciteit in beide landen zich in de buurt van de piek bevindt. In het voorbeeld wordt er uitgegaan van een vraag van 9951 MW in beide landen. Dit zou geen moment van schaarste zijn in land A moest dit land zich in isolatie bevinden, aangezien het beschikt over 10.000 MW aan capaciteit. Echter, door de koppeling met land

B is de totale capaciteit te laag om aan de volledige vraag te voldoen, en gaat de prijs naar de price cap, en wordt er 2 MW afgeschakeld in land B. Hoewel dat land A adequaat blijft, bestaat er een extreme prijsspiek in land A doordat land B niet over voldoende capaciteit beschikt, zelfs al wordt de maximale vraag in land A niet bereikt.



De keuze van het mechanisme is in dergelijke situaties zeer belangrijk. Indien namelijk voor een mechanisme zonder reliability options wordt geopteerd, dan zullen de consumenten van land A de prijsspieken veroorzaakt door inadequacy in land B betalen, zelfs al betalen ze ook voor een capaciteitsmechanisme. In dit geval bestaan er dan ook zeer sterke windfall profits. De enige manier om deze windfall profits te vermijden, is door een boete € X/MWh te introduceren, waardoor producenten pas elektriciteit zouden exporteren als de prijs in land B hoger wordt dan de prijs in land A + € X/MWh. Dit zou echter tot een verstoring van het prijssignaal leiden.

In het geval voor reliability options-systeem zou worden geopteerd, zou de prijs ook oplopen, maar zou dit gecompenseerd worden door de payback clause van de optiepremies. Daardoor betalen consumenten in land A maximaal de strike price. Hierbij moet worden opgemerkt dat deze prijs nog altijd hoger is dan moest land A geïsoleerd zijn, aangezien de marginale eenheid van land A in isolatie niet zou worden ingezet.

Dit is zeer belangrijk in de context van de Belgische elektriciteitsmarkt, waarin interconnecties zeer belangrijk zijn en de situatie in de buurlanden een zeer sterke invloed op de Belgische situatie heeft. De keuze voor een mechanisme gebaseerd op reliability options is dus een keuze die België minder afhankelijk maakt van de situatie in de buurlanden, en meer bepaald grote windfall profits kan vermijden in het geval schaarste zich zou voordoen.

1.5.6 Conclusie over het te kiezen mechanisme

Hoewel verschillende designs mogelijk zijn, is een mechanisme gebaseerd op reliability options het best aangepast aan de Belgische context omwille van vier elementen: de Europese haalbaarheid, de concentratie van de Belgische leveranciers- en productiemarkten, het vermijden van windfall profits en momenten van simultane schaarste met de buurlanden. Van alle bestudeerde mechanismen is een mechanisme gebaseerd op reliability options het best aangepast aan deze elementen. Zoals beschreven slaagt dit mechanisme er echter niet in om alle problemen afgeleid van deze vijf elementen te vermijden, maar het slaagt er beter in dan andere mechanismen, zeker met de optie om eventueel een vroege veiling voor nieuwe capaciteit te houden, en is wellicht het optimale mechanisme voor de Belgische context.

*Beschrijving van
de werking van een
mechanisme
gebaseerd op
reliability options*

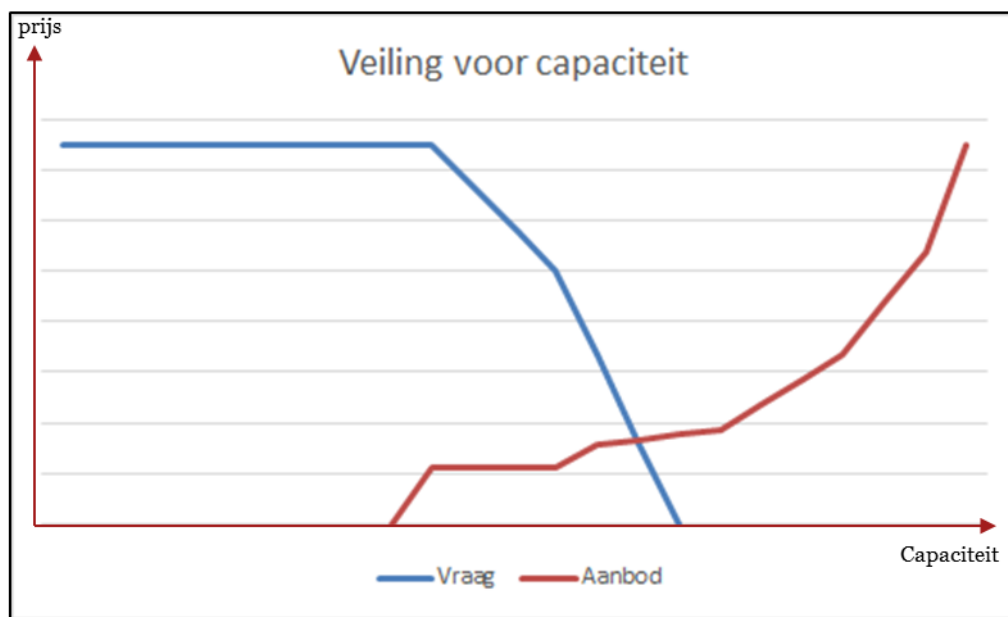
2

2.1 Theoretische beschrijving van het mechanisme

Reliability options zijn in essentie een variant van een gecentraliseerde inkoop. Het verschil is dat er onder reliability options terugbetalingen gebeuren wanneer de elektriciteitsprijs hoog is. Hierdoor wordt de mogelijkheid om windfall profits te realiseren beperkt indien de elektriciteitsmarkt gunstiger is voor generatoren dan verwacht.

Zoals bij een gecentraliseerde inkoop, worden er ook in een mechanisme gebaseerd op reliability options een aantal veilingen vóór aanvang van het leveringsjaar gehouden, om de volledige capaciteit aan te schaffen die nodig is om de bevoorradingszekerheid van het land te verzekeren. Voor aanvang van de veiling wordt een vraagcurve gepubliceerd waarin de prijs die het land bereid is te betalen voor een bepaald niveau van bevoorradingszekerheid wordt gereflecteerd. Tijdens de veilingen wordt dan, afhankelijk van het veilingmechanisme, het aanbod gecombineerd met deze vraagcurve tot vraag en aanbod snijden. Dit punt is de gecontracteerde capaciteit. Dit wordt geïllustreerd in onderstaande figuur:

Figuur 20 : Veiling voor capaciteit



De betaalde prijs hangt af van de modaliteiten van het design: zowel een pay-per-bid design, waar iedere geselecteerde capaciteit wordt betaald aan de hand van hun voorgestelde prijs, als een pay-per-clear design, waar alle capaciteit wordt vergoed aan dezelfde prijs, namelijk de prijs die bereikt wordt in het snijpunt van vraag en aanbod, zijn mogelijk. Bovendien bestaat er in de meeste systemen een price cap die de prijs beperkt. Deze opties om de veilingen te organiseren, samen met hun voor- en nadelen, alsook de price caps worden beschreven in het volgende hoofdstuk. Een ander te specificeren punt is wie kan deelnemen aan de veilingen. Dit wordt besproken in de sectie *deelname aan het mechanisme*.

De vraagcurve wordt meestal voor iedere veiling bepaald. Het aantal veilingen en wanneer ze plaatsvinden zijn andere parameters die moeten worden bepaald tijdens het ontwerp van het mechanisme. Deze elementen worden in het volgende hoofdstuk in meer detail beschreven.

In het leveringsjaar wordt een extra premie uitgekeerd aan de capaciteit die werd geselecteerd tijdens het leveringsjaar. In ruil daarvoor moeten ze het verschil tussen de marktreferentieprij en een vooraf bepaalde strike price terugbetalen voor de capaciteit waarvoor ze zijn geselecteerd. Eventueel kan de capaciteit die werd geselecteerd andere verplichtingen opgelegd krijgen, zoals beschikbaar zijn tijdens piekmomenten. Dit betekent dat de terugbetaling niet afhangt van de verkochte elektriciteit, maar van de capaciteit. Dit creëert een natuurlijke incentive om te produceren indien de prijs hoog is: de terugbetaling moet immers gebeuren, onafhankelijk van of er geproduceerd werd. Dit wordt verderop in meer detail beschreven. Behalve de premies en de terugbetaling is er nog een derde geldstroom: zoals in een energy-only markt blijven de spot markets betalen voor de elektriciteit, wat tot een marktinkomen voor de geselecteerde capaciteit leidt.

Dit wordt geïllustreerd in onderstaande figuur:

Figuur 21: Inkomstenbronnen (CRM & markt)

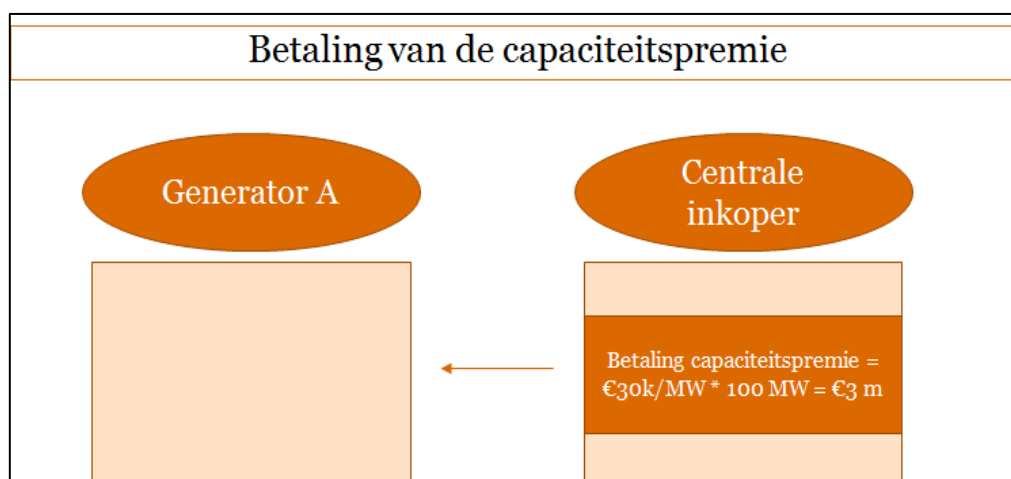


De timing van de betaling van het verschil met de referentieprijs en premies is een element dat los staat van het reliability options mechanisme, maar desondanks belangrijk is om te bepalen. Dit zal worden besproken in de sectie *timing van de betalingen*. Bovendien is de centrale inkoper waarschijnlijk niet de partij die ook de kost van het mechanisme zal dragen. Op een manier zal dit moeten worden verrekend aan de eindgebruikers. Dit vormt het onderwerp van de sectie *wie betaalt de kost van het mechanisme?* De verdeling van de rollen vormt het onderwerp van de sectie *verdeling van de verantwoordelijkheden*.

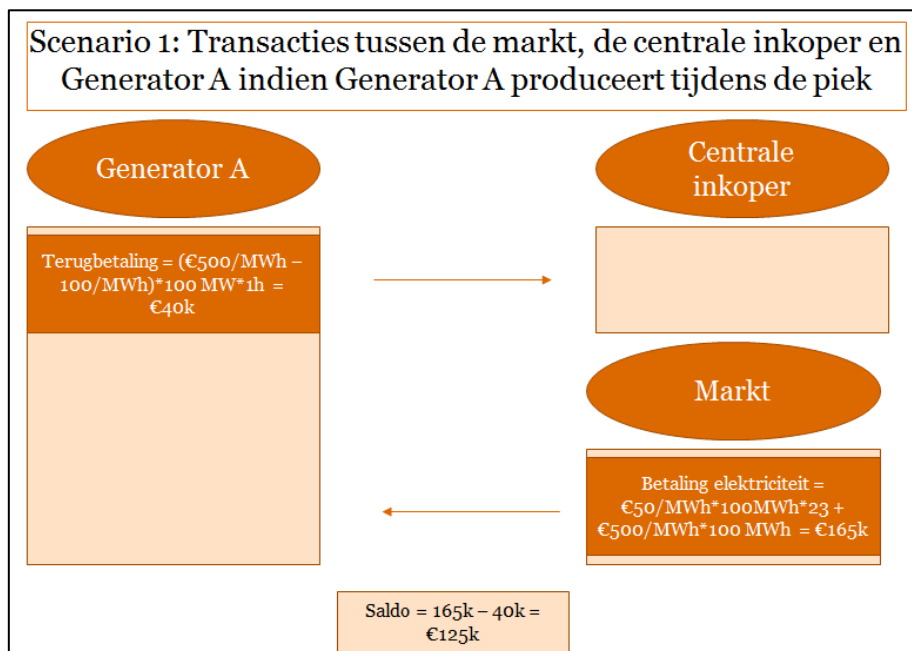
Bovendien kan het mogelijk zijn dat bepaalde contracten voor langer dan één leveringsjaar duren, meer bepaald om nieuwe capaciteit de optie te geven om door langere contracten de optie te geven hun business case zekerder te maken, zodat ze effectief kunnen concurreren met capaciteit die al gebouwd is en veel minder onzekerheid hebben. Dit wordt uitgewerkt in de sectie *lengte van de contracten*.

De geldstromen kunnen worden verduidelijkt aan de hand van een voorbeeld. Merk op dat de cijfers louter dienen om het voorbeeld te verduidelijken, en dat de waardes in een Belgisch mechanisme anders kunnen zijn. In het voorbeeld worden de premies beschouwd alsook de geldstromen van een willekeurige dag. In het voorbeeld heeft generator A 100 MW capaciteit die geselecteerd werd tijdens een veiling. De capaciteit werd gecontracteerd aan € 30.000/MW/jaar. De strike price is €100/MWh. Tijdens de dag is de gemiddelde elektriciteitsprijs €50/MWh, behalve tijdens een piekuur, waarop de elektriciteitsprijs €500/MWh bedraagt.

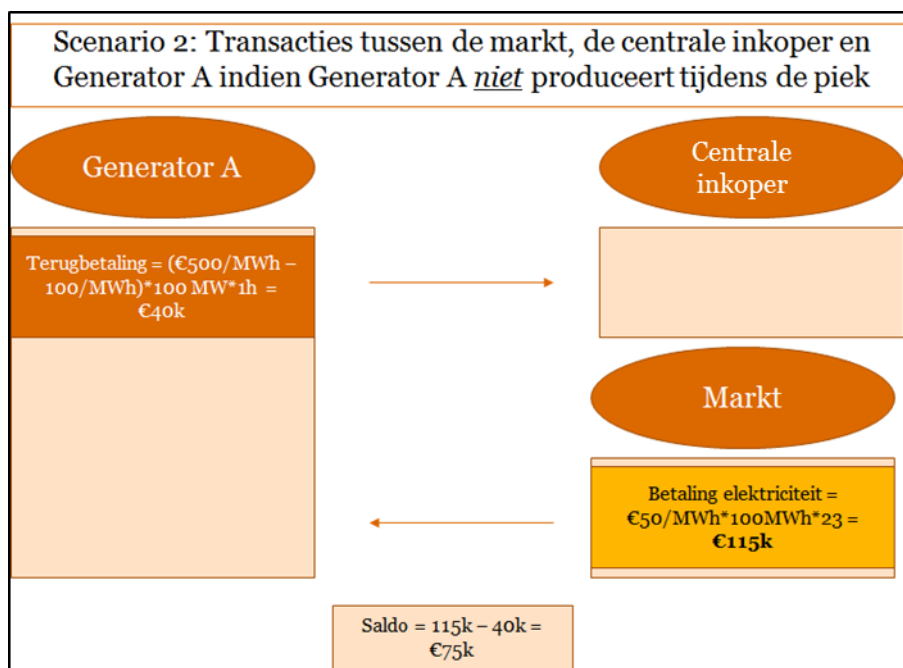
De betaling van het capaciteitscontract gebeurt bij aanvang van het leveringsjaar en gebeurt als geïllustreerd in onderstaande figuur:



Wat betreft het marktinkomen en terugbetalingen worden twee scenario's beschouwd. In het eerste scenario produceert generator A tijdens de piek, krijgt hij het marktinkomen en betaalt hij het verschil tussen de marktreferentieprijs en de strike price terug voor de gecontracteerde capaciteit.



In het tweede scenario produceert generator A niet tijdens de piek. Hij krijgt het marktinkomen tijdens de piek niet, maar moet nog altijd het verschil tussen de marktreferentieprijs en de strike price terugbetalen voor de gecontracteerde capaciteit.



Als gevolg is niet produceren tijdens piekuren duur, en bestaat er een natuurlijke incentive om te produceren wanneer de marktreferentieprijs boven de strike price gaat, wat de noodzaak aan controle en boetes vermindert.

Hier zijn enkele belangrijke kanttekeningen bij te maken: ten eerste hangt de grootte en frequentie van de terugbetalingen af van welke strike price wordt geselecteerd. In het geval van een lage strike price zullen overschrijdingen van de strike price frequent voorkomen en kan het mechanisme in grote mate voor zelfregulering zorgen. In het geval van een hoge strike price zal dit echter veel minder voorkomen, en zijn andere methodes nodig om te verzekeren dat producenten produceren tijdens piekmomenten. Er zijn echter verschillende argumenten voor en tegen een hoge of lage strike price. Deze worden beschreven onder de sectie *strike price*. Ook de methode voor de berekening van de marktreferentieprijz moet worden bepaald tijdens de ontwerpfasz. Dit wordt beschreven in de sectie *referentieprijz*. De noodzaak naar controle en boetes zal worden beschreven in de sectie *controle en boetes*.

Ten tweede is het in theorie mogelijk dat de terugbetalingen groter worden dan de premie die de houders van capaciteit ontvangen, en ze dus meer geld zouden ontvangen in de Energy Only Market. In bijvoorbeeld het Iers mechanisme bestaat er daarom een stop loss limiet die een limiet plaatst op wat de geselecteerde capaciteit moet terugbetalen. De keuze voor een dergelijke limiet heeft echter een impact op de waarde van de premie. Zonder een dergelijke limiet kan de prijs mogelijk zeer hoog oplopen, en kan de veiling mogelijk mislukken, omdat te weinig capaciteit wenst mee te doen aan de veiling. Echter, vanuit het standpunt van de consumenten zorgt een stop loss limiet voor een vermindering van het positief risico (namelijk een vermindering van prijsspieken tegenover de EOM), zonder dat daar een vermindering van het negatief risico tegenover staat. Het hebben van een dergelijke limiet en de grootte is een ontwerpkeuze die zal worden uitgewerkt onder de sectie Stop Loss limiet.

Ten derde kan capaciteit niet op elk moment volledig beschikbaar zijn, omwille van geplande en ongeplande onderbrekingen. Indien dergelijke onderbrekingen gebeuren tijdens periodes waarop de marktprijzen hoog zijn kan dit voor grote verliezen leiden voor de operatoren, zelfs al kan verwacht worden dat operatoren in de mate van het mogelijke de geplande onderbrekingen zullen laten plaatsvinden tijdens momenten waarop de prijzen laag zijn. Drie elementen zijn hierbij van belang, die in het volgende deel zullen worden beschreven: reductiefactoren, die geplande en ongeplande onderbrekingen van capaciteit in rekening brengen, het hebben van een stop loss limiet, die een maximum op de terugbetalingen bepaalt, en het hebben van een secundaire markt, waarop verplichtingen kunnen worden uitgewisseld, waardoor houders van capaciteit hun verplichtingen kunnen uitwisselen in het geval van onderbrekingen.

Tot slot zou er in het geval dat geen extra verplichtingen bestaan, er in theorie geen interferentie met de elektriciteitsprijzen zijn. Zoals later beschreven, wordt aangeraden om enkele verplichtingen te introduceren, wat dan leidt tot een mogelijke interferentie met de elektriciteitsmarkt. Dit wordt in de volgende sectie besproken.

2.2 Te nemen beslissingen over het ontwerp van het mechanisme

De vorige sectie beschrijft de theoretische werking van een mechanisme gebaseerd op reliability options. Het is echter nodig om in het ontwerp van het mechanisme een aantal keuzes te maken om het mechanisme aan te passen aan de Belgische context. Deze sectie zal een niet-exhaustief overzicht geven van enkele van de belangrijkste ontwerpkeuzes. Meer bepaald zullen de parameters van het mechanisme, de veilingen, de verplichtingen van houders van de optie, de noodzaak aan controles en boetes, de verdeling van de organisationele rollen, de interactie met het buitenland, de deelname aan het mechanisme, de financiering van het mechanisme, de timing van de betalingen, transparantie, en de tijdslijn voor de implementatie worden behandeld. Elk element wordt eerst in het algemeen beschreven, om dan tot een oplijsting van de specifieke keuzes met betrekking tot het element te komen. Voor sommige van deze elementen kunnen *best practices* worden afgeleid van de ervaring van andere landen met een gelijkaardig mechanisme, welke voorgesteld zullen worden. Voor andere elementen worden de verschillende keuzes die mogelijk zijn beschreven, en zullen conclusies worden getrokken door ze te beschrijven in het licht van de Belgische context.

2.2.1 Interactie met het buitenland

De interactie met het buitenland is van belang in een sterk geïnterconnecteerd land als België. Dit heeft verschillende gevolgen, waaronder de optie om een gemeenschappelijke capaciteitsmarkt op te stellen met de buurlanden, de rol van buitenlandse capaciteit, en de interactie met de mechanismen geïmplementeerd in de buurlanden. Deze elementen zullen hier worden uitgewerkt.

Zoals in de sectie *impact op de concurrentie van de elektriciteitsmarkt* van het vorig hoofdstuk wordt beschreven, is de Belgische productiemarkt een sterk geconcentreerde markt. Hoewel bepaalde trends, zoals de toename van kleinere productiefaciliteiten en de nucleaire uitstap het landschap kunnen vertekenen in de komende jaren, is het waarschijnlijk dat de elektriciteitsmarkt relatief sterk geconcentreerd zal blijven. Dit houdt een risico in dat de capaciteitsmarkt niet competitief zou zijn en de prijzen betaald in de markt te hoog zouden zijn.

Daarom zou België er baat bij hebben om een gemeenschappelijke capaciteitsmarkt met andere Europese landen te ontwikkelen indien hier interesse voor zou bestaan bij andere landen. Door een gemeenschappelijke capaciteitsmarkt wordt de concurrentie groter, en het veilproces competitiever. Dit kan leiden tot lagere capaciteitsprijzen in alle landen.

Er bestaan precedentes voor gemeenschappelijke capaciteitsmarkten die meerdere landen overspannen in de Europese Unie. Zo integreert het Iers capaciteitsmechanisme de elektriciteitsmarkten van de Republiek Ierland en Noord-Ierland, teneinde een Single Energy Market te vormen.

De beslissing om een gemeenschappelijke capaciteitsmarkt te vormen is verregaand, en uit deze beslissing volgen verschillende andere te nemen beslissingen. Een niet-exhaustieve lijst van dergelijke elementen wordt verderop in deze sectie gegeven.

Zowel in het geval van een gemeenschappelijke capaciteitsmarkt als in het geval van een aparte capaciteitsmarkt blijft het nodig om vast te leggen hoe buitenlandse capaciteit kan deelnemen aan het mechanisme. Een studie uitgevoerd door Elia gaat uit van 6 GW aan interconnecties operationeel vanaf 2025, terwijl de piekvraag rond de 14 GW wordt geanticipeerd, wat betekent dat buitenlandse capaciteit meer dan 40% van de piekcapaciteit uitmaakt.³⁶

In het Brits en Frans mechanisme werd interconnectiecapaciteit in eerste instantie op een indirecte manier in rekening gebracht, door de piekvraag te verminderen met de bestaande interconnecties. De Britse overheid engageerde zich echter om vanaf 2015 ook interconnectiecapaciteit expliciet te laten deelnemen in het mechanisme.³⁷ Het Frans mechanisme gaat zelfs nog verder en laat buitenlandse capaciteit expliciet toe om deel te nemen in het mechanisme, waarbij een limiet wordt geplaatst door de beschikbare interconnecties, namelijk 7 GW.

Omwille van de Europese regels met betrekking tot capaciteitsmechanismen zal ook een Belgisch capaciteitsmechanisme buitenlandse capaciteit waarschijnlijk moeten toelaten, zij het impliciet als interconnectiecapaciteit zij het expliciet als buitenlandse capaciteit. Het toelaten van buitenlandse capaciteit lijkt echter een positief aspect, aangezien het kan leiden tot lagere prijzen in de capaciteitsmarkt, doordat de concurrentie in de capaciteitsmarkt verhoogt. Het is echter nodig te beslissen of buitenlandse capaciteit impliciet als interconnectiecapaciteit of expliciet kan deelnemen aan het mechanisme.³⁸ Dit is een belangrijke keuze aangezien deze mogelijk kan leiden tot belangenconflicten (zie verder).

Indien wordt geopteerd voor deelname van buitenlandse capaciteit in de vorm van interconnectiecapaciteit ontvangen interconnectoren vergoedingen uit de capaciteitsmarkt, en moeten

³⁶ "Electricity scenarios for Belgium towards 2050 - Elia." 14 Nov. 2017, http://www.elia.be/~media/files/Elia/About-Elia/Studies/20171114_ELIA_4584_AdequacyScenario.pdf. Accessed 22 Feb. 2018.

³⁷ "European Commission - PRESS RELEASES - Press ... - Europa EU." 20 Nov. 2014, http://europa.eu/rapid/press-release_IP-14-2002_en.htm. Accessed 22 Feb. 2018.

³⁸ "Framework for cross-border participation in capacity mechanisms" https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/cross-border_crm_study_-_final_report_-_170106.pdf. Accessed 5 Mar. 2018.

ze in ruil daarvoor ofwel beschikbaar, ofwel leveren wanneer dit gevraagd wordt. Dit hangt af van de algemene verplichting die wordt vooropgesteld. Dit wordt uitgediept in de sectie over de verplichtingen. In het geval buitenlandse capaciteit deelneemt aan het mechanisme, gelden dezelfde verplichtingen als voor binnenlandse capaciteit, met de bijkomende eis dat ze physical transmission rights bezitten voor de momenten waarop ze beschikbaar moeten zijn of moeten leveren.³⁹

Ten slotte moeten er ook afspraken met de buurlanden met een verschillend mechanisme worden gemaakt over de mogelijke dubbele participatie en te voorkomen dat meer dan één mechanisme op een bepaalde capaciteit rekent om adequaat te blijven als de momenten van schaarste synchroon lopen.

Meer bepaald moeten er akkoorden worden gesloten met de buurlanden om te bepalen hoe situaties van simultane schaarste worden afgehandeld, en of de verplichtingen moeten worden gehomogeniseerd. Bovendien zijn pan-Europese adequacy assessments nodig om de bijkomende complexiteit geïntroduceerd door de deelname van buitenlandse capaciteiten in mechanismen te kunnen meenemen in de assessments.

Twee opties bestaan met betrekking tot het afhandelen van situaties van simultane schaarste: onder de eerste optie worden de capaciteitscontracten gerespecteerd, waardoor buitenlandse of interconnectiecapaciteit evenveel bijdraagt tot de bevoorradingszekerheid als binnenlandse capaciteit. Dit heeft wel tot gevolg dat in schaarstesituaties mogelijk een deel van de vraag wordt afgeschakeld in het land waarin de capaciteit zich bevindt. Onder de tweede optie worden deze contracten niet gerespecteerd, waardoor ze mogelijk minder bijdragen tot de bevoorradingszekerheid van het land, wat moet worden weergegeven in de reductiefactoren (zie verder). Het gevolg hiervan is dat de vraag in het land waarin de capaciteit zich bevindt niet wordt afgeschakeld. De beslissing over welke optie moet worden genomen is een politieke beslissing.

Een homogene verplichting is nodig indien de verschillende landen capaciteit op hetzelfde moment nodig hebben. Dit lijkt het geval, aangezien piekvragen tijdsgebonden zijn en de vraagpatronen in de verschillende landen sterk op elkaar lijken. In theorie is het mogelijk dat capaciteit in verschillende mechanismen kan deelnemen indien de landen hun verplichtingen op andere momenten leggen. Zoals eerder beschreven lijkt dit echter niet het geval, wat betekent dat deelname in meerdere mechanismen voorlopig niet aan de orde is.⁴⁰

Regionale adequacy assessments zijn nodig doordat capaciteit in een bepaald land kan deelnemen in het mechanisme van een ander land. Deze dimensie worden mogelijk niet meegenomen in nationale assessments, waardoor deze aan correctheid verliezen. Regionale adequacy assessments kunnen daarom de nationale assessments complementeren.⁴¹

Deze afspraken moeten zowel gemaakt worden indien België overgaat tot de implementatie van een gemeenschappelijke capaciteitsmarkt en indien België haar eigen capaciteitsmarkt opzet, aangezien minstens twee landen waarmee België intergeconnecteerd zal zijn (Frankrijk en het Verenigd Koninkrijk) ook een capaciteitsmechanisme hebben.

Te nemen beslissingen over de interactie met het buitenland

De belangrijkste beslissing die moet worden genomen met betrekking tot de interactie met het buitenland is of er onderhandelingen met andere landen worden gevoerd ter oprichting van een gemeenschappelijke capaciteitsmarkt. Andere beslissingen omvatten met welke landen dit zou gebeuren, of en hoe buitenlandse capaciteit aan het Belgisch mechanisme kan deelnemen, en welke afspraken met de buurlanden zullen worden gemaakt.

³⁹ Ibid.

⁴⁰ "Pentalateral Energy Forum – Cross border participation in system adequacy mechanisms"

⁴¹ Ibid.

Moet er een gemeenschappelijke capaciteitsmarkt worden opgericht?

Zoals hierboven beschreven, kan een gemeenschappelijke capaciteitsmarkt de concurrentie in de capaciteitsmarkt verhogen en daardoor leiden tot lagere prijzen. Het kan echter ook leiden tot vertragingen, aangezien andere landen mogelijk andere problemen hebben en andere mechanismen voor ogen hebben. Bovendien zullen er onderhandelingen moeten worden gevoerd over de verdeling van de verantwoordelijkheden, de mogelijke oprichting van transnationale organen, etc. Het is ook mogelijk dat de buurlanden die nog geen mechanisme hebben geen interesse hebben in een capaciteitsmechanisme. Daarom kan ook geopteerd worden om aan te sluiten bij een al bestaande capaciteitsmarkt (zie volgend punt). Tot slot kan het voorbereidingswerk voor een Belgisch mechanisme al beginnen, en kan het mechanisme toelaten dat andere landen er later deel uit van zouden maken.

Omwille van de voordelen met betrekking tot een grotere capaciteitsmarkt wordt aangeraden alle opties om een gemeenschappelijke capaciteitsmarkt op te richten te onderzoeken.

Met welke landen moet er een gemeenschappelijke capaciteitsmarkt worden opgericht?

Elk van de buurlanden komt in aanmerking voor de oprichting van een gemeenschappelijke capaciteitsmarkt. Bestaande mechanismen werden echter opgericht in de context van de problematiek van het land dat het mechanisme bouwde, waardoor dit mechanisme mogelijk niet afgestemd is op de Belgische noden indien deze verschillen van de problematiek waarvoor het mechanisme werd opgericht.

Er wordt daarom aangeraden te onderzoeken welke landen in aanmerking komen voor de oprichting van een gemeenschappelijke capaciteitsmarkt.

Kan buitenlandse capaciteit aan het Belgisch mechanisme deelnemen?

Zoals hierboven beschreven kan de deelname van buitenlandse capaciteit leiden tot lagere capaciteitsprijzen. Bovendien zou het uitsluiten van buitenlandse capaciteit moeilijk te rechtvaardigen zijn tegenover de Europese Commissie. Het nadeel aan het toelaten van buitenlandse capaciteit is dat het moeilijker is om de verplichtingen af te dwingen, en afspraken met de buurlanden moeten worden gemaakt (zie verder).

Er bestaat echter mogelijk een belangrijk belangenconflict indien buitenlandse capaciteit onder de vorm van interconnectiecapaciteit aan het mechanisme zou kunnen deelnemen. In het mechanisme in het Verenigd Koninkrijk is het namelijk de TSO die de veilingen organiseert, maar wordt interconnectiecapaciteit aangeboden door verschillende bedrijven waarvan de TSO aandeelhouder is.⁴² Door deze dubbele rol van de TSO kan onder andere de incentive bestaan de noodzakelijke capaciteit te overschatten, te strenge criteria en reductiefactoren voor andere technologieën op te leggen, te lakse criteria en reductiefactoren voor interconnectiecapaciteit op te leggen. Een ander risico dat bestaat is dat de TSO als deelnemer confidentiële informatie over de veilingen gebruikt om haar veilinggedrag op te baseren. Het kan ook voorkomen dat de TSO interconnectiecapaciteit pas als laatste verplichtingen oplegt, of dat de controle minder strikt is indien de TSO ook controles uitvoert.

Omwille van de potentiële problemen wordt aangeraden dit belangenconflict te voorkomen, door ofwel buitenlandse capaciteit expliciet te laten deelnemen aan het mechanisme, ofwel door de TSO enkel verantwoordelijkheden te geven die niet tot belangenconflicten kunnen leiden.

Er wordt echter wel aangeraden om buitenlandse capaciteit de mogelijkheid te geven om deel te nemen aan het Belgisch mechanisme, maar dan op een manier die belangenconflicten vermijdt. Daarom lijkt een expliciete deelname van buitenlandse capaciteit aangewezen.

⁴² Bijvoorbeeld kregen NEMO Link Limited, waarvan TSO National Grid aandeelhouder is, National Grid Interconnectors Limited en National Grid IFA2 Limited capaciteitscontracten tijdens de t-4 Auction in 2017. Bron: Final Auction Results T-4 Capacity Market Auction for 2021/22, National Grid, [https://www.emrdeliverybody.com/Capacity%20Markets%20Document%20Library/Final%20T-4%20Results%20\(Delivery%20Year%2021-22\)%2020.02.2018.pdf](https://www.emrdeliverybody.com/Capacity%20Markets%20Document%20Library/Final%20T-4%20Results%20(Delivery%20Year%2021-22)%2020.02.2018.pdf)

Welke afspraken worden met de buurlanden gemaakt?

Ten slotte moet beslist worden welke afspraken België wenst te maken met de buurlanden. Zoals hierboven besproken, moeten tenminste de volgende drie elementen worden uitgeklaard:

- Hoe worden schaarstesituaties aangepakt?
- Worden de capaciteitsproducten gehomogeniseerd?
- Zijn regionale adequacy assessments nodig?

Zoals hierboven beschreven kunnen schaarstesituaties worden afgehandeld door de capaciteitscontracten te respecteren of dit niet te doen. Het wordt aanbevolen om de contracten tijdens schaarstesituaties te blijven respecteren.

Capaciteitsproducten zullen waarschijnlijk moeten worden gehomogeniseerd aangezien de piekvragen in de buurlanden typisch op dezelfde momenten voorkomen als in België.

Het wordt ook aanbevolen om de resultaten regionale adequacy assessments mee te nemen in de bepaling van welke capaciteit nodig is.

Hier kunnen nog andere elementen bij komen.

2.2.2 Verdeling van de verantwoordelijkheden

Een capaciteitsmechanisme is complex, en er zijn verschillende rollen toe te kennen. In het algemeen kan gesteld worden dat de drie belangrijkste functies het scheppen van het kader waarbinnen het mechanisme functioneert, het organiseren van het mechanisme, en het toezicht houden op het mechanisme zijn. Deze rollen worden het best uitgevoerd door verschillende partijen. In wat volgt wordt voor elk van deze functies een niet-exhaustieve opsomming gemaakt van de verschillende taken.

Het scheppen van het kader houdt onder meer in dat

- Het wettelijk kader wordt geregeld;
- Voor elke veiling de vraagcurve wordt bepaald;
- Alle parameters van de veilingen worden vastgelegd;
- Aanpassingen aan het mechanisme gebeuren indien blijkt dat dit nodig is.

Met betrekking tot het toezicht is het onder meer nodig om toezicht te houden op:

- De werking van het mechanisme;
- De spelers die het mechanisme organiseren;
- De offers uitgebracht tijdens de veilingen en de secundaire markt;
- Financiële producten die gebruikt worden om zich tegen risico's in te dekken.

Bovendien moet de toezichthouder ook de mogelijkheid hebben boetes op te leggen in het geval partijen zich niet aan de regels houden.

Met betrekking tot de organisatie van het mechanisme zijn er verschillende verantwoordelijkheden. Zo moet onder andere:

- Een inschatting over de capaciteit nodig om het bevoorradingszekerheidscriterium te halen gemaakt worden;
- De veilingen georganiseerd worden;
- Gecontroleerd worden of de participanten aan alle criteria voldoen;
- Gecontroleerd worden of alle verplichtingen worden nagekomen;
- Een capaciteitsregister bijgehouden worden;
- De financiële stromen tussen de houders van capaciteitscontracten en leveranciers worden geregeld;
- Een secundaire markt worden georganiseerd.

Wanneer de rollen worden verdeeld is het belangrijk om oog te hebben voor potentiële belangenconflicten. Meer bepaald kunnen belangenconflicten ontstaan doordat de organisatie van het mechanisme mogelijk een impact heeft op andere activiteiten van de organisator. Een voorbeeld hiervan wordt gegeven onder de sectie *kan buitenlandse capaciteit aan het Belgisch mechanisme*

deelnemen? van het hoofdstuk *interactie met het buitenland*. Daarom wordt aanbevolen om de verschillende taken zo op te splitsen dat belangenconflicten dat belangenconflicten worden vermeden.

Te nemen beslissingen over de verdeling van de verantwoordelijkheden

De belangrijkste beslissing die moet genomen worden betreft welke partij welke rol opneemt. Dit wordt hieronder uitgewerkt.

Wie is verantwoordelijk voor het scheppen van het kader waarbinnen het capaciteitsmechanisme functioneert?

Het scheppen van het kader waarbinnen het mechanisme functioneert is duidelijk een taak voor de wetgevende (wettelijk kader) en de uitvoerende (uitvoeringsbesluiten) macht. In de praktijk zal dit proces dus aangedreven worden door de federale minister van Energie, bijgestaan door haar administratie. Dit is in de onderzochte mechanismen ook het geval.

Wie is verantwoordelijk voor het toezicht?

Zoals hierboven beschreven zijn er een aantal elementen waarop toezicht moet gehouden worden. Voor elk element moet er een instantie zijn die verantwoordelijk is voor het toezicht.

Meer bepaald lijkt het aangewezen om de energieregulator of de administratie verantwoordelijk te maken voor het toezicht op het mechanisme, het toezicht op de organisator(en) van de verschillende onderdelen van het mechanisme, op de secundaire markt en op de participanten in de veilingen.

Wat betreft het toezicht op financiële producten afgeleid van de capaciteitsmarkt lijkt het meer aangewezen een toezichthouder met expertise in het toezicht op financiële producten aan te stellen. Er moet onderzocht worden of de energieregulator die competenties heeft of zo nodig kan ontwikkelen.

De regulatoren moeten controles kunnen uitvoeren en in het geval inbreuken worden vastgesteld moeten de regulatoren ook boetes kunnen opleggen.

Wie is verantwoordelijk voor de organisatie van het mechanisme?

Wat betreft de organisatie van het mechanisme bestaan er verschillende onderdelen die moeten worden georganiseerd. Het is aangewezen dat de spelers met de grootste expertise in een specifiek onderdeel de organisatie op zich nemen.

Wat betreft het maken van een inschatting over de capaciteit die nodig is om het bevoorradingszekerheids criterium te halen en het controleren of alle verplichtingen worden nagekomen is ofwel de administratie ofwel de TSO het best geplaatst. Het lijkt in ieder geval noodzakelijk dat de administratie de hypothesen van de TSO valideert indien deze verantwoordelijkheid aan de TSO wordt gegeven.

Wat betreft de organisatie van de veilingen, de controle of de participanten aan alle criteria voldoen, het bijhouden van een capaciteitsregister, het regelen van de financiële stromen en de organisatie van de secundaire markt zijn mogelijke kandidaten de TSO, organisatoren van elektriciteitsbeurzen of de administratie. Er moet worden onderzocht welke partij hiervoor het best geplaatst is. Hierbij moet worden opgemerkt dat in alle onderzochte mechanismen de TSO verantwoordelijk was voor deze taken. De enige geobserveerde uitzonderingen hierop waren de organisatie van de veilingen, van de financiële stromen, en van de secundaire markt in Frankrijk, die werden georganiseerd door de organisator van elektriciteitsbeurzen.⁴³ In Ierland bestaat er ook nog geen secundaire markt.⁴⁴

⁴³ "EPEX SPOT SE: Enchère de capacité." https://www.epexspot.com/fr/produits/enchere_de_capacite. Accessed 22 Feb. 2018.

⁴⁴ "A Helicopter Guide to Understanding the Capacity Market." 27 Jul. 2017, <http://www.sem-o.com/ISEM/General/Capacity%20Market%20-%20A%20Helicopter%20Guide%20to%20Understanding%20the%20Capacity%20Market.pdf>. Accessed 22 Feb. 2018.

Hierbij moet worden opgemerkt dat indien de TSO bepaalde verantwoordelijkheden krijgt, er mogelijke belangenconflicten kunnen ontstaan doordat deze verantwoordelijkheden een impact op andere activiteiten van de TSO kunnen hebben. Een voorbeeld is dat indien interconnectiecapaciteit kan deelnemen aan de veilingen, het mogelijk is dat de TSO of bedrijven waarvan de TSO aandeelhouder is dan aanbieders worden van capaciteit in een veiling die de TSO organiseert. Dit voorbeeld wordt in de volgende sectie uitgewerkt. Andere potentiële belangenconflicten kunnen bestaan, zowel met betrekking tot de TSO of andere mogelijke spelers die een deel van de taken met betrekking tot de organisatie van het mechanisme uitvoeren. Tijdens de implementatie moet aandacht worden besteed aan deze potentiële belangenconflicten.

2.2.3 Welke verplichting staat tegenover de capaciteitsvergoeding?

Tegenover de capaciteitsbetalingen staan verplichtingen voor de houder van capaciteitscontracten. Deze verplichtingen hangen af van het gekozen mechanisme, alsook van de beslissingen met betrekking tot de implementatie. Het is dan ook niet verwonderlijk dat de verplichtingen in elk van de bestudeerde mechanismen verschillen.

Het Brits mechanisme verplicht de houders van capaciteitscontracten ten eerste om te blijven voldoen aan alle criteria voor prekwificatie en tijdig te waarschuwen wanneer verwacht wordt dat de houder niet meer zal voldoen aan de criteria. In het geval van stress events kan de TSO vijftien minuten voor aanvang de gecontracteerde capaciteit de opdracht geven om haar output te vermeerderen of verminderen, proportioneel met haar gecontracteerde capaciteit.⁴⁵

Ook in het Iers mechanisme bestaat voor de nieuwe capaciteit de verplichting de markt code na te leven. Daarnaast bestaat verplichting van terugbetaling van het verschil tussen de referentieprijzen en de strike price voor momenten dat deze groter is dan 0. Verder moet ook nieuwe capaciteit kunnen aantonen dat bepaalde milestones voltooid zijn.⁴⁶

In het Frans mechanisme bestaat er een verplichting voor leveranciers, netwerkkoperatoren en grote klanten die een direct contract met een generator hebben om capaciteitsgaranties aan te houden in proportie met hun piekvraag. In het geval dat de aangehouden capaciteitsgaranties ex post niet voldoende blijken moeten marktspelers die de verplichting hebben capaciteitsgaranties aan te houden een settlement payment te doen afhankelijk van de onbalans. Anderzijds hebben generatoren de verplichting om al hun capaciteit te laten certificeren door de regulator (CRE). De capaciteit moet beschikbaar zijn, en moet minstens éénmaal per jaar geactiveerd worden.⁴⁷

In Italië moeten houders van capaciteitscontracten hun capaciteit aanbieden in de day-ahead markt, en het deel dat niet geselecteerd is in de day-ahead markt moet worden aangeboden in de markt voor ancillaire diensten.⁴⁸

Te nemen beslissingen over de verplichtingen voor houders van capaciteitscontracten

Met betrekking tot de verplichtingen voor houders van capaciteitscontracten moeten beslissingen over de volgende elementen worden genomen: of de verplichting gebaseerd is op beschikbaarheid of op productie, welke verplichtingen bestaan met betrekking tot het voldoen aan de criteria, of er

⁴⁵ "Final Rules 2016 - Gov.uk." 19 Jul. 2017, https://www.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/632677/Informal_consolidation_of_Capacity_Market_Rules_July_2017.pdf. Accessed 22 Feb. 2018.

⁴⁶ "Publication of I-SEM CRM Capacity Market Code ... - SEM Committee." 2 Jun. 2017, <https://www.semcommittee.com/news-centre/publication-i-sem-crm-capacity-market-code-decision>. Accessed 22 Feb. 2018.

⁴⁷ "7086 final COMMISSION DECISION of 8.11.2016 ON STATE AID" http://ec.europa.eu/competition/state_aid/cases/261326/261326_1873332_314_5.pdf. Accessed 22 Feb. 2018.

⁴⁸ "Energy scarcity: arrivederci? - Oxera." <https://www.oxera.com/Latest-Thinking/Agenda/2017/Energy-scarcity-arrivederci.aspx>. Accessed 22 Feb. 2018.

bijkomende verplichtingen nodig zijn voor nieuwe capaciteit, en of andere verplichtingen nodig of nuttig zijn.

Zijn de verplichtingen gebaseerd op beschikbaarheid of productie?

De verplichtingen in de verschillende landen zijn verschillend, gaande van een verplichting tot productie op verzoek van de TSO, tot verplichtingen tot beschikbaarheid, met eventueel de verplichting offers in te dienen in bepaalde markten.

Zowel verplichtingen gebaseerd op beschikbaarheid en productie hebben voor- en nadelen. Als de verplichting gebaseerd is op productie, ontstaat er door verzoeken aan bepaalde capaciteit om hun output te vermeerderen/verminderen proportioneel met het capaciteitscontract een andere incentive om te produceren behalve het prijssignaal. Dit kan mogelijk tot een niet-optimale dispatch leiden. Dit is niet het geval in verplichtingen gebaseerd op beschikbaarheid.

Een verplichting gebaseerd op beschikbaarheid heeft dan weer als nadeel dat er bijkomende controle nodig is om te verzekeren dat de gecontracteerde capaciteit aan de verplichting voldoet. Hierbij valt op te merken dat er ook in de verplichtingen gebaseerd op productie controles van de werking moeten gebeuren.

Hoewel beide opties mogelijk zijn, lijken verplichtingen gebaseerd op beschikbaarheid beter voor een Belgisch mechanisme, maar de beschreven en eventueel andere bestaande voor- en nadelen moeten in groter detail worden uitgewerkt.

Welke verplichtingen bestaan er met betrekking tot het voldoen aan de criteria?

In alle onderzochte mechanismen bestaan er verplichtingen met betrekking tot het op elk moment voldoen aan de criteria van prekwificatie. Dit is logisch, aangezien anders houders van capaciteitscontracten enkel aan de criteria zouden moeten voldoen op het moment van prekwificatie. Er bestaat in de meeste mechanismen ook de verplichting om eventuele gebreken met betrekking tot het voldoen aan de criteria te melden.

Het wordt aangeraden om beide verplichtingen op te nemen in het Belgisch capaciteitsmechanisme.

Zijn er bijkomende verplichtingen nodig voor nieuwe capaciteit?

Bijkomende verplichtingen voor nieuwe capaciteit bestaan in zowel het Brits als Iers mechanisme. Dit verzekert bijkomende zekerheid over of nieuwe capaciteit klaar zal zijn op het moment van levering. Verplichtingen betreffen het halen van milestones op vooropgestelde momenten en financiële garanties. Het nadeel aan bijkomende verplichtingen is dat deze verplichtingen het moeilijker maken voor nieuwe capaciteit om deel te nemen aan het mechanisme. Daarom moet een evenwicht gevonden worden tussen het hebben van voldoende zekerheid over de tijdige oplevering van nieuwe capaciteit enerzijds en het voorkomen dat nieuwe capaciteit zou worden uitgesloten uit het mechanisme anderzijds.

Het lijkt daarom belangrijk dat het Belgisch mechanisme een balans vindt tussen het hebben van zekerheid over de beschikbaarheid van nieuwe capaciteit en het niet onnodig uitsluiten van nieuwe capaciteit.

Zijn er andere verplichtingen nodig of nuttig?

Andere verplichtingen zijn denkbaar, zoals bijvoorbeeld de verplichting in het Italiaans mechanisme om de capaciteit aan te bieden in de day-ahead markt, en het niet-gecontracteerde deel van de capaciteit aan te bieden in de markt voor ancilliaire diensten. Dergelijke of andere verplichtingen kunnen mogelijk nuttig zijn en dienen onderzocht te worden tijdens de implementatie van het mechanisme.

2.2.4 Controles en boetes

Het is nodig te controleren of de houders van capaciteitscontracten hun aangegane verplichtingen nakomen, en hen te penaliseren indien dit niet het geval is. Aangezien elk van de onderzochte mechanismen andere verplichtingen oplegt aan de houders van capaciteitscontracten, zijn ook de controles en boetes in het geval van niet-naleving verschillend.

Wat betreft de controles en boetes in het Brits mechanisme bestaan er verschillen tussen de verschillende soorten capaciteit. Voor aanvang van het leveringsjaar worden controles gehouden om te testen dat de gecontracteerde capaciteit in staat zal zijn om haar verplichtingen na te komen tijdens het leveringsjaar. Houders van capaciteitscontracten zijn verplicht om bepaalde informatie over de criteria (zoals bijvoorbeeld insolventie van het verliezen van een connectie met het transmissienet) te melden aan de organiserende autoriteit. Bovendien worden nieuwe en renoverende capaciteit bijkomend gecontroleerd op het halen van de milestones in verband met de constructie of renovatie. In het geval de tests of controles uitwijzen dat een houder van een capaciteitscontract niet meer voldoet aan de voorwaarden voor prequalificatie, wordt het contract beëindigd, en moet er een termination fee worden betaald, eventueel vermeerderd met boetes in het geval van niet-melding van bepaalde informatie. Nieuwe capaciteit die niet op tijd klaar is en daarom het contract verbreekt moet ook een non-completion fee betalen. Eventuele betalingen voor capaciteit moeten worden terugbetaald. Tijdens stress events zijn houders van capaciteitscontracten verplicht om hun productie te vermeerderen of te verminderen naargelang de vraag van de TSO. In het geval van niet-naleving van deze verplichting kunnen boetes worden uitvaardigd.⁴⁹

Vergelijkbare controles en boetes bestaan in het Iers systeem. In het geval van het eindigen van een capaciteitscontract wordt een termination charge betaald. Capaciteitsbetalingen worden terugbetaald. De termination charges van de T-1 veiling voor leveringsjaar 2018-2019 kunnen hieronder gevonden worden.

Figuur 22 : Termination Charge Rates⁵⁰

Table 14 - Termination Charge Rates	
Date / Event	Termination Charge Rate (€/MW)
More than 13 months prior to beginning of Capacity Year	10,000
From 13 months prior to beginning of Capacity Year	30,000
From beginning of Capacity Year	40,000

De houders van capaciteitscontracten zijn verplicht het verschil tussen de referentieprijzen en de strike price terug te betalen aan de centrale inkoper indien dit groter is dan 0. In het geval dat de kortetermijnreserve zeer klein wordt, of bepaalde verbruikers moeten worden afgeschakeld wordt een administratieve schaarsteprijs aangerekend. Deze is €3.000/MWh bij afschakeling, €3.000 bij een reserve van 0 MW, €500/MWh bij een reserve van 500 MW, en een proportionele waarde tussen de 0 MW en 500 MW voor de T-1 veiling voor leveringsjaar 2018-2019.⁵¹

In Italië bedraagt de boete voor onbeschikbaarheid in het geval van tekorten €3.000/MWh.⁵² Er bestaan mogelijk nog andere boetes voor niet-naleving van administratieve voorschriften.

⁴⁹ "Final Rules 2016 - Gov.uk." 19 Jul. 2017, https://www.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/632677/Informal_consolidation_of_Capacity_Market_Rules_July_2017.pdf. Accessed 22 Feb. 2018.

⁵⁰ <http://www.sem-o.com/ISEM/General/Final%20Auction%20Information%20Pack%20v1.0.pdf>

⁵¹ "Final Auction Information Pack - SEMO." 1 Dec. 2017, <http://www.sem-o.com/ISEM/General/Final%20Auction%20Information%20Pack%20v1.0.pdf>. Accessed 22 Feb. 2018.

⁵² "Energy scarcity: arrivederci? - Oxera." <https://www.oxera.com/Latest-Thinking/Agenda/2017/Energy-scarcity-arrivederci.aspx>. Accessed 22 Feb. 2018.

Te nemen beslissingen over controles en boetes

Twee beslissingen moeten genomen worden met betrekking tot dit thema. De eerste beslissing betreft welke controles nodig zijn, en de tweede beslissing welke boetes nodig zijn. ER moeten controles worden ingericht op elk van de verplichtingen. In de sectie over de verplichtingen van houders van capaciteitscontracten werden tenminste volgende verplichtingen geïdentificeerd: verplichting op beschikbaarheid of productie, verplichting op het voldoen aan de criteria, verplichtingen voor nieuwe capaciteit, en andere verplichtingen.

Controles en boetes met betrekking tot de verplichting tot beschikbaarheid of productie

De controle en boetes met betrekking tot de verplichting tot beschikbaarheid of productie zijn niet hetzelfde, en hangen af van of voor een verplichting tot beschikbaarheid of een verplichting tot productie wordt geopteerd.

In het geval voor een verplichting tot beschikbaarheid wordt gekozen, is het nodig periodiek deze beschikbaarheid na te gaan. In Frankrijk gebeuren er bijvoorbeeld willekeurige tests om de beschikbaarheid van de capaciteitseenheden na te gaan. In het geval van niet-naleving worden boetes uitgevaardigd. In het Iers en Italiaans mechanisme bestaat er de terugbetaling van het verschil tussen referentieprij en strike price in het geval dit groter is dan nul. Er is controle nodig dat dit effectief gebeurt, en een boete in het geval het niet gebeurt. Een verdere boete voor niet beschikbaar zijn kan worden overwogen, maar is minder nodig omdat niet produceren al gepenaliseerd wordt door de terugbetalingsclausule.

In het geval van een verplichting tot productie moet er worden gecontroleerd of de gecontracteerde capaciteit werkelijk haar productie aanpaste tijdens de momenten dat dit verzocht werd. In het geval van niet-naleving moet er dan een boete worden betaald.

In zowel het Iers, Italiaans en Brits mechanisme bestaat er een secundaire markt voor het uitwisselen van verplichtingen. Dit kan worden gebruikt door capaciteit die de verplichtingen met betrekking tot productie of beschikbaarheid niet kan nakomen, bijvoorbeeld door onderhoud. Een gedetailleerdere beschrijving kan worden gevonden onder de sectie *secundaire markt*.

Wat betreft de controles en boetes met betrekking tot de verplichting op beschikbaarheid of productie in een Belgisch mechanisme, wordt aangeraden om, indien voor een verplichting tot beschikbaarheid wordt gekozen, minstens controles op de terugbetaling van het verschil tussen de referentieprij en de strike price te organiseren, en contracthouders te beboeten indien ze hier niet aan voldoen. Additionele controles en boetes op het beschikbaar zijn van capaciteit kunnen worden overwogen. Indien voor een productieplichting wordt geopteerd, moet worden gecontroleerd of de gecontracteerde capaciteit deze verplichting nakomt, en moet ze beboet worden indien dit niet het geval is.

Controles en boetes met betrekking tot het voldoen aan criteria

De controles hangen af van de eerder bepaalde verplichtingen. Indien capaciteit ten alle tijde tussen het aangaan van het capaciteitscontract tot het einde van de leveringsperiode geacht wordt aan bepaalde criteria te voldoen, moet ook periodiek gecontroleerd worden of dit wel degelijk het geval is. De nood aan controles vermindert maar verdwijnt niet, indien de verplichting bestaat om het niet voldoen van de criteria te melden. De controles kunnen gebeuren door bedrijven met expertise in het uitvoeren van technische controles.

Indien bepaalde gecontracteerde capaciteit op een bepaald moment niet meer voldoet aan de criteria, kan een gepaste boete zijn om het capaciteitscontract te annuleren, de houder van het geannuleerde contract te verplichten eventuele gestorte capaciteitsbetalingen terug te storten, en een termination fee aan te rekenen.

Controles en boetes met betrekking tot verplichtingen voor nieuwe capaciteit

Zoals in de vorige sectie werd beschreven, is het mogelijk nodig om bepaalde verplichtingen met betrekking tot nieuwe capaciteit in te voeren, zoals financiële garanties of verplichtingen met betrekking tot het behalen van milestones. Indien deze verplichtingen worden ingevoerd, is het nodig om te controleren of deze milestones ook gehaald worden, en of nieuwe capaciteit de gevraagde garanties kan voorleggen.

In het geval dat nieuwe capaciteit niet aan de verplichtingen voldoet, kan een gepaste boete zijn om het capaciteitscontract te annuleren, de houder van het geannuleerde contract verplichten eventuele gestorte capaciteitsbetalingen terug te storten en een non-completion fee aan te rekenen.

Controles en boetes met betrekking tot andere verplichtingen

Indien wordt overgegaan tot het opstellen van andere verplichtingen is het nodig om ook de nodige controles te voorzien om de naleving te controleren, en boetes te voorzien in het geval van niet-naleving.

2.2.5 Deelname aan het mechanisme

Er moet worden uitgeklaard wie aan het mechanisme kan en moet deelnemen. Om de concurrentie zo groot mogelijk te maken, is het optimaal dat er zoveel mogelijk verschillende technologieën kunnen deelnemen aan het mechanisme, en dat zowel bestaande als nieuwe capaciteit kan deelnemen aan het mechanisme. In sommige mechanismen bestaan er ook verplichtingen met betrekking tot deelname. Ook dit moet worden uitgeklaard. In de bestudeerde mechanismen bestaan er verschillende regels met betrekking tot mogelijke en verplichte deelname.

In het Verenigd Koninkrijk kan in theorie elke aanbieder van DSR-, productie-, stockage- en interconnectiecapaciteit die aan de technische specificaties van de prekwalificaties voldoet en groter is dan 2 MW deelnemen aan de veilingen. Zowel bestaande als nieuwe capaciteit kan deelnemen aan de veilingen. Capaciteiten die kleiner zijn dan 2 MW maar voldoen aan de technische specificaties kunnen deelnemen als ze worden geaggregeerd.⁵³ Tenzij een uitzondering is toegestaan, moet alle interconnectie- en productiecapaciteit zich verplicht laten prekwalificeren zodat de TSO een idee heeft van de hoeveelheid capaciteit. Capaciteit die al steun krijgt via andere mechanismen, zoals RES met contracts for differences, worden uitgesloten uit de capaciteitsmarkt.⁵⁴

Ook in Frankrijk kan in theorie iedere aanbieder van DSR-, productie-, stockage- en interconnectiecapaciteit die aan de technische specificaties van de prekwalificaties voldoet deelnemen aan het mechanisme. Zowel bestaande als nieuwe capaciteit kan deelnemen aan het mechanisme. Elke exploitant van productievermogen of afschakelbaar vermogen is verplicht dit te laten certifiëren door de TSO. RES kan deelnemen aan het mechanisme.⁵⁵

Ten slotte kan ook in Ierland iedere aanbieder van DSR-, productie-, stockage- en interconnectiecapaciteit die aan de technische specificaties van de prekwalificaties voldoet deelnemen aan de veilingen. Zowel bestaande als nieuwe capaciteit kan deelnemen aan de veilingen. Alle bestaande uitschakelbare en interconnectiecapaciteiteenheden groter dan 10 MW zijn verplicht deel te nemen aan de veilingen. Ook RES kan deelnemen aan het mechanisme.⁵⁶ Gegevens over Italië zijn nog niet beschikbaar.

Te nemen beslissingen over de deelname aan het mechanisme

Er moeten beslist welke marktpelers kunnen deelnemen aan het mechanisme, en welke marktpelers moeten deelnemen aan het mechanisme.

⁵³ "studie - CREG." 4 Jun. 2015, <http://www.creg.be/sites/default/files/assets/Publications/Studies/F1422NL.pdf>. Accessed 21 Feb. 2018.

⁵⁴ "Ofgem Capacity Market Rules_Changes accepted 19 June 2015." 19 Jun. 2015, <https://www.ofgem.gov.uk/ofgem-publications/95392/20150618ofgemcapacitymarketrulesconsolidatedpdf>. Accessed 21 Feb. 2018.

⁵⁵ "SA.39621 - Case search - Competition - European Commission." http://ec.europa.eu/competition/elojade/isef/case_details.cfm?proc_code=3_SA_39621. Accessed 21 Feb. 2018.

⁵⁶ "A Helicopter Guide to Understanding the Capacity Market." 27 Jul. 2017, <http://www.sem-o.com/ISEM/General/Capacity%20Market%20-%20A%20Helicopter%20Guide%20to%20Understanding%20the%20Capacity%20Market.pdf>. Accessed 21 Feb. 2018.

Welke marktspelers kunnen deelnemen aan het mechanisme?

De bestudeerde mechanismen zijn zo open mogelijk zodat zoveel mogelijk participanten kunnen deelnemen aan het mechanisme, wat de concurrentie verhoogt. Daarom kennen alle bestaande mechanismen regelingen zodat zowel nieuwe als buitenlandse capaciteiten kunnen deelnemen aan het mechanisme.

Ook België heeft er baat bij om zoveel mogelijk capaciteit toe te laten om deel te nemen in haar mechanisme. Uitzonderingen kunnen worden overwogen zoals bijvoorbeeld het uitsluiten van capaciteit omwille van milieucriteria. In dat geval moeten geschikte milieucriteria opgesteld worden.

Ook kan worden overwogen bepaalde capaciteit die al steun krijgt via andere mechanismen uit te sluiten. Indien capaciteiten die al steun ontvangen via andere mechanismen, (bijvoorbeeld hernieuwbare energiebronnen) toch worden toegelaten tot het mechanisme, moet een regeling worden voorzien die voorkomt dat er oversubsidiëring plaatsvindt.

Welke marktspelers moeten deelnemen aan het mechanisme?

In sommige landen wordt capaciteit verplicht om aan het mechanisme mee te doen. In het verleden werd echter door sommige stakeholders gesteld dat een mechanisme gebaseerd moet zijn op vrijwillige participatie.⁵⁷

Ook in België zou een verplichting kunnen worden overwogen, aangezien er momenteel geen grote overcapaciteit is en de hoeveelheid capaciteit dat deelneemt aan de veiling best zo groot mogelijk is. Tijdens de implementatie moet daarom worden geanalyseerd wat de voor- en nadelen van een verplichting om deel te nemen aan het mechanisme zijn.

2.2.6 Financiering van het mechanisme

Indien het mechanisme goed werkt, zal het mechanisme leiden tot een dekking van de missing money. Bovendien komen er nog andere kosten bij het mechanisme kijken, zoals bijvoorbeeld de operationele kost van het mechanisme.

Wat betreft de financiële stromen tussen de centrale inkoper en de houders van capaciteitscontracten betaalt de centrale inkoper de capaciteitsbetalingen, en gebeuren de paybacks ook tussen de houders van capaciteitscontracten en de centrale inkoper.

De centrale inkoper verrekent de kosten met de leveranciers, die in ruil voor deze kost beschermd worden voor pieken in de elektriciteitsprijs. De leveranciers zullen deze kost echter aanrekenen aan hun klanten, die uiteindelijk het mechanisme zullen betalen.

Ook in België kan een dergelijke regeling worden overwogen.

2.2.7 Timing van de betalingen

In Groot-Brittannië ontvangen de deelnemers een te voorziene maandelijkse stroom om de kosten van hun capaciteit te dekken vanaf het jaar dat de capaciteit beschikbaar moet zijn volgens het contract.⁵⁸ Deze vergoeding varieert gedurende het jaar in functie van het vraagprofiel.

In Ierland ontvangen de deelnemers een maandelijkse betaling die gebaseerd is op de capaciteit en de gecontracteerde prijs. Deze betaling wordt uitgevoerd onafhankelijk van de werkelijk geleverde capaciteit tijdens de periode. Wat betreft de *payback*, deze wordt berekend op wekelijkse basis⁵⁹.

⁵⁷ "studie - CREG." 4 Jun. 2015,

<http://www.creg.be/sites/default/files/assets/Publications/Studies/F1422NL.pdf>. Accessed 22 Feb. 2018.

⁵⁸ "commission de regulation de l'électricité et du gaz - CREG." 4 Jun. 2015,

<http://www.creg.be/sites/default/files/assets/Publications/Studies/F1422FR.pdf>. Accessed 22 Feb. 2018.

In Frankrijk voorziet de praktische gids het volgende : *de financiële afrekeningen worden opgesteld na de einddatum van de garanties. De facturen moeten binnen 30 dagen betaald worden. Na ontvangst van de bedragen, stelt RTE het saldo vast van de rekening voor de positieve verschillen en stuurt de tegoeden aan de actoren die overschotten vertonen*⁶⁰.

Het blijkt dat in de twee gevallen van *reliability options* de betalingen maandelijks gespreid worden. Dit principe laat toe om de last te spreiden alsook een zekere controle uit te oefenen op de actoren die deelnemen aan de capaciteitsmarkt.

2.2.8 Transparantie van het mechanisme

Het voornaamste risico bij elk remuneratiemechanisme is het creëren van deloyale concurrentie ten opzichte van een bepaalde technologie. Indien dit het geval zou zijn, riskeert men dat benadeelde partijen in beroep gaan tegen het mechanisme. Om zulke situaties te vermijden is het nodig om blijk te geven van transparantie. Alle Europese landen die uitgerust zijn met een CRM, hebben een "Capacity Market Code"⁶¹ of een gelijkaardig document⁶² opgesteld. Daarenboven publiceert elk land met een mechanisme rapporten over de werking van het mechanisme, capaciteitsregisters en andere documenten om de transparantie te verhogen.

Zo zet deel 8 van "The Electricity Capacity Regulation 2014" de regels uiteen voor wat betreft de transparantie van het Britse vergoedingsmechanisme. De voornaamste assen zijn de publicatie en de bescherming van informatie. De "Capacity Market Code" in Ierland bevat verplichtingen tot publicatie van rapporten over de kwalificatieprocedure en over de resultaten van de veilingen. Het bevat eveneens de verplichting om een externe auditeur te gebruiken en de regels voor gegevensbescherming.

Bij het schrijven van zijn Code zal ook België regels moeten opstellen ter omkadering van het principe van transparantie.

2.2.9 Parameters van het mechanisme

Het mechanisme bestaat uit een veiling gebaseerd op een vraag- en aanbodcurve, en een verplichting tot terugbetaling wanneer de referentieprijs boven de strike price ligt. Om het mechanisme goed te laten werken is het noodzakelijk om een duidelijke en transparante procedure te ontwerpen waar de parameters van zowel de vraagcurve en de optiepremie op voorhand vastliggen, zodat het aantal potentiële deelnemers zo groot mogelijk is.

2.2.9.1 Price cap

Elk mechanisme dat bestudeerd werd in deze studie heeft een price cap. In Frankrijk is deze bepaald door de administratieve prijs voor de verrekeningen van de onbalansen tussen capaciteitsgaranties.⁶³ De Franse regulator legde deze administratieve prijs als volgt vast voor de komende jaren, na goedkeuring van de price cap door de Europese Commissie.⁶⁴

⁵⁹ "Industry Guide to the I-SEM - SEMO." http://www.sem-o.com/ISEM/General/ISEM_Industry%20Guide.pdf. Accessed 22 Feb. 2018.

⁶⁰ "MECANISME DE CAPACITE Guide pratique - Portail clients - RTE." https://clients.rte-france.com/htm/fr/mediatheque/telecharge/guide_mecapa.pdf. Accessed 22 Feb. 2018.

⁶¹ "Publication of I-SEM CRM Capacity Market Code ... - SEM Committee." 2 Jun. 2017, <https://www.semcommittee.com/news-centre/publication-i-sem-crm-capacity-market-code-decision>. Accessed 22 Feb. 2018.

⁶² "The Electricity Capacity Regulations 2014 - Legislation.gov.uk." <https://www.legislation.gov.uk/ukdsi/2014/978011116852/contents>. Accessed 22 Feb. 2018.

⁶³ "EUROPESE COMMISSIE Brussel, 8.11.2016 C ... - Europa EU." 8 Nov. 2016, http://ec.europa.eu/competition/state_aid/cases/261326/261326_1840296_301_2.pdf. Accessed 20 Feb. 2018.

⁶⁴ "Délibération de la CRE du 1er décembre 2016 portant décision sur la" 1 Dec. 2016, <http://www.cre.fr/documents/deliberations/decision/mecanisme-de-capacite4/consulter-la-deliberation>. Accessed 20 Feb. 2018.

Figuur 23: Prijzenplafond toegekend per jaar van levering⁶⁵

Année de livraison (AL)	2017	2018	2019	2020	> 2020
Plafond du prix administré (€ / MW)	20 000	40 000	40 000	60 000	Coût centrale gaz diminué de la rente inframarginale

Het Verenigd Koninkrijk publiceert voor elke veiling een price cap. Deze lag op £75/kW voor de T-4 en T-1 veilingen.⁶⁶ ⁶⁷ Voor de Transitional Auction van 2015 was dit £40/kW. Het Verenigd Koninkrijk heeft ook een impliciete drempel, waarboven bestaande capaciteitseenheden de prijs enkel kunnen aanvaarden of weigeren, maar zelf geen prijs kunnen voorstellen.⁶⁸ Dit vermindert de mogelijkheid tot gaming door bestaande centrales.

Het Iers mechanisme publiceert elk jaar een Initial Auction Information pack, waarin enkele parameters staan beschreven, waaronder de price cap.⁶⁹ In het Iers mechanisme bestaan er twee price caps: één price cap voor de veiling, en één voor bestaande capaciteit.⁷⁰ Bovendien zijn andere price caps mogelijk indien bestaande capaciteit dit aanvraagt en de regulator akkoord gaat met een specifieke price cap voor bepaalde capaciteit.⁷¹ De Auction price cap voor de 2018-2019 T-1 capacity auction was vastgelegd op 123.190 euro/MW, en de existing capacity price cap 41.060 euro per MW.⁷² Hierbij moet worden opgemerkt dat bepaalde technologieën, zoals DSR, ook voor bestaande eenheden onder de price cap van nieuwe capaciteit vallen wegens de hogere kosten van deze technologieën.

Te nemen beslissingen over de price cap

De te nemen beslissingen die worden beschreven zijn: hoeveel price caps er moeten zijn, hoe hoog de price cap(s) moet(en) zijn en hoe vaak de price cap(s) moet(en) worden gewijzigd.

Hoeveel price caps zijn er nodig?

Er zijn verschillende opties mogelijk met betrekking tot het aantal price caps. In Frankrijk bestaat er slechts één price cap, terwijl er twee default price caps zijn in het Iers mechanisme, waar nog andere price caps kunnen bijkomen indien uitzonderingen worden aangevraagd. In het Brits mechanisme bestaat er slechts één expliciete price cap, maar bestaat er ook een impliciete price cap, waarboven bestaande capaciteit geen prijs mag zetten.

⁶⁵ CRE, Beslissing van de Franse energiereguleringscommissie CRE van 1 december 2016 houdende beslissing over de regel tot berekening van de referentieprijzen tegen de toegestane prijs voorzien door de regels van het capaciteitsmechanisme

⁶⁶ "Annual Report on the Operation of the Capacity Market - Ofgem." 6 Jun. 2016, https://www.ofgem.gov.uk/system/files/docs/2016/06/annual_report_on_the_operation_of_the_capacity_market_6_june_2016_final.pdf. Accessed 20 Feb. 2018.

⁶⁷ "Annual Report on the Operation of the Capacity Market - Ofgem." 7 Jun. 2017, https://www.ofgem.gov.uk/system/files/docs/2017/06/annual_report_on_the_operation_of_the_capacity_market_in_2016-17.pdf. Accessed 20 Feb. 2018.

⁶⁸ "Ofgem Capacity Market Rules_Changes accepted_19 June 2015." 19 Jun. 2015, <https://www.ofgem.gov.uk/ofgem-publications/95392/20150618ofgemcapacitymarketrulesconsolidatedpdf>. Accessed 21 Feb. 2018.

⁶⁹ "Publication of I-SEM CRM Capacity Market Code ... - SEM Committee." 2 Jun. 2017, <https://www.semcommittee.com/news-centre/publication-i-sem-crm-capacity-market-code-decision>. Accessed 20 Feb. 2018.

⁷⁰ "Publication of I-SEM CRM Capacity Market Code ... - SEM Committee." 2 Jun. 2017, <https://www.semcommittee.com/news-centre/publication-i-sem-crm-capacity-market-code-decision>. Accessed 20 Feb. 2018.

⁷¹ "Publication of I-SEM CRM Capacity Market Code ... - SEM Committee." 2 Jun. 2017, <https://www.semcommittee.com/news-centre/publication-i-sem-crm-capacity-market-code-decision>. Accessed 20 Feb. 2018.

⁷² "Initial Auction Information Pack - SEMO." 3 Jul. 2017, <http://www.sem-o.com/ISEM/General/Initial%20Auction%20Information%20Pack.pdf>. Accessed 20 Feb. 2018.

Het introduceren van verschillende price caps lijkt nuttig in een Belgische context, waar de nood aan nieuwe capaciteit een belangrijke rol speelt. Door het introduceren van een tweede price cap voor bestaande capaciteit zou kan worden voorkomen dat bestaande capaciteit dezelfde vergoedingen als nieuwe capaciteit ontvangt. Indien wordt geopteerd voor slechts één price cap, kan de introductie van een impliciete price cap zoals in het Verenigd Koninkrijk nuttig zijn om marktmacht te beperken.

Hoe hoog moet(en) de price cap(s) zijn?

Met betrekking tot de hoogte van de price caps is het belangrijk op te merken dat deze niet te hoog mogen zijn om windfall profits te vermijden maar ook niet te laag mogen zijn, omdat anders mogelijk eenheden met missing money niet zullen deelnemen en de nodige capaciteit mogelijk niet kan worden aangekocht. De price cap moet dus liggen in de buurt van de missing money per MW van de technologie die de grootste missing money per MW heeft. Een lagere price cap voor bestaande capaciteit kan verder overwogen worden.

De capaciteit met de grootste missing money betreft mogelijk DSR, en daarom kan ook overwogen worden om voor DSR de price cap voor nieuwe capaciteit te gebruiken, om deze technologieën niet a priori uit te sluiten.

Tijdens de implementatie van het mechanisme moet de ideale hoogte van de price cap(s) worden onderzocht.

Hoe vaak moet(en) de price cap(s) worden gewijzigd?

Price caps worden in het Verenigd Koninkrijk en Ierland vóór elke veiling vastgelegd. In Frankrijk is de administratieve prijs in 2016 voor vier jaar vastgelegd, en zal dan afhangen van de kosten van de missing money van een gascentrale.

Het is aan te raden vóór elke veiling een price cap te bepalen om de transparantie tegenover mogelijke deelnemers aan de veilingen te verhogen.

2.2.9.2 Vraagcurve

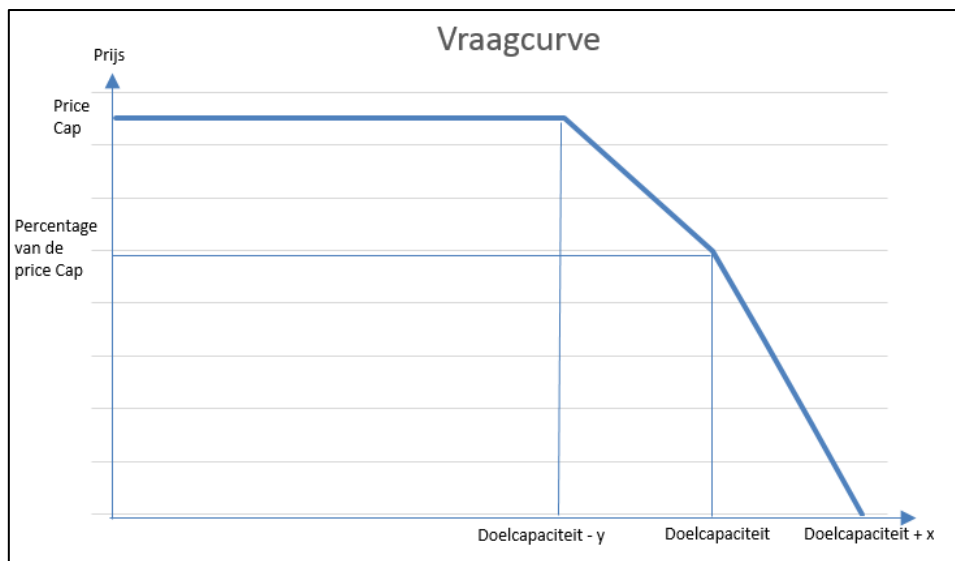
De opbouw van de vraagcurve kan worden beschreven aan de hand van onderstaande figuur. In verschillende andere landen met een gecentraliseerd mechanisme wordt voor een bepaald leveringsjaar een aantal jaar van tevoren (bijvoorbeeld 4 jaar van tevoren in een T-4 systeem) een evaluatie gemaakt over welke capaciteit nodig is om een bepaald criterium inzake bevoorradingszekerheid te halen. Dit is de totale doelcapaciteit. De doelcapaciteit per veiling hangt ook af van hoeveel veilingen er zullen plaatsvinden en hoe de totaal aan te schaffen capaciteit wordt verdeeld tussen de verschillende veilingen.

Wanneer de doelcapaciteit bepaald is worden naast de doelcapaciteit ook twee hoeveelheden capaciteit berekend die afwijken van de doelcapaciteit, respectievelijk één die X MW boven de doelcapaciteit en één die Y MW onder de doelcapaciteit ligt. Deze capaciteiten reflecteren de bereidwilligheid om respectievelijk te betalen voor een strikter criterium inzake bevoorradingszekerheid of vanaf welke prijs een minder strikt criterium kan worden aanvaard. De keuze voor X of Y is een maatschappelijke keuze, afhankelijk van hoeveel waarde wordt gehecht aan bevoorradingszekerheid. X en Y kunnen in het extreme geval zelfs 0 zijn, in welk geval het land bereid is elke prijs te betalen tussen de price cap en 0 euro/MW om aan het bevoorradingszekerheidscriterium te voldoen. In sommige mechanismen (bijvoorbeeld het Iers mechanisme) bestaat de mogelijkheid om meerdere dan deze drie punten te definiëren waarvoor een bereidwilligheid om te betalen wordt bepaald, zodat de curve gedetailleerder is.⁷³

De prijs die wordt gezet om de doelcapaciteit te halen verschilt in de verschillende veilingssystemen: in de Britse capaciteitsmarkt is dit gebaseerd op de geschatte kost van nieuwe capaciteit, in Italië is het een percentage van de price cap.

⁷³ "Capacity Market Jurisdictional Review - Alberta Energy - Government" 6 Oct. 2017, <http://www.energy.alberta.ca/Electricity/pdfs/CMGovernanceJurisdictionalReview.pdf>. Accessed 20 Feb. 2018.

Figuur 24: Illustratie van een vraagcurve



Wat betreft de rolverdeling van het opstellen van de vraagcurve, is de TSO in verschillende systemen (het Verenigd Koninkrijk, Ierland) verantwoordelijk voor het evalueren welke capaciteit nodig is om een bepaald bevoorradingszekerheidscriterium te behalen.^{74 75} Op basis van deze evaluatie wordt dan door de elektriciteitsregulatoren in Ierland en door de minister van energie in het Verenigd Koninkrijk een vraagcurve opgesteld.^{76 77 78} In het algemeen is het dus de TSO die een evaluatie van de benodigde capaciteit aanlevert, en de administratie en/of regulator die op basis hiervan een vraagcurve opstellen, afhankelijk van de price cap en welke prijs ze wensen te zetten op de doelcapaciteit.

De vraagcurve moet ook rekening houden met al eerder aangegane engagementen, zoals bijvoorbeeld capaciteitscontracten voor meerdere jaren in het geval van nieuwe capaciteit. De hoeveelheid capaciteit die op deze manier is gecontracteerd moet worden afgetrokken van de hoeveelheid capaciteit die nog aan te schaffen is.

Bovendien is de vraagcurve ook het middel om in sommige jaren niets te betalen indien de marktcondities zich zouden herstellen. Door voor een bepaald leveringsjaar de aan te schaffen capaciteit als nul te beschouwen worden er voor dat leveringsjaar geen veilingen georganiseerd, wat neerkomt op een overgang naar de Energy Only Market.

Te nemen beslissingen over de vraagcurve

Het opstellen van de vraagcurve is een belangrijke procedure in het mechanisme. Er zijn verschillende keuzes te maken in de procedure. Er zijn bovendien verschillende trade-offs tussen de mogelijkheden om dit vorm te gevende elementen die worden beschreven zijn: de totale doelcapaciteit voor een bepaald leveringsjaar, de doelcapaciteit voor elke veiling, het aantal punten gespecificeerd op de vraagcurve, welke punten er op de vraagcurve worden gespecificeerd, welke prijs voor welke capaciteit moet worden gespecificeerd, en hoe de verantwoordelijkheden met betrekking tot het opstellen van de vraagcurve worden verdeeld.

⁷⁴ "Publication of I-SEM CRM Capacity Market Code ... - SEM Committee." 2 Jun. 2017, <https://www.semcommittee.com/news-centre/publication-i-sem-crm-capacity-market-code-decision>. Accessed 20 Feb. 2018.

⁷⁵ "State aid SA.35980 - European Commission - Europa EU." 23 Jul. 2014, http://ec.europa.eu/competition/state_aid/cases/253240/253240_1579271_165_2.pdf. Accessed 20 Feb. 2018.

⁷⁶ "Publication of I-SEM CRM Capacity Market Code ... - SEM Committee." 2 Jun. 2017, <https://www.semcommittee.com/news-centre/publication-i-sem-crm-capacity-market-code-decision>. Accessed 20 Feb. 2018.

⁷⁷ De Ierse elektriciteitsmarkt is de eengemaakte elektriciteitsmarkt van de Republiek Ierland en Noord-Ierland, en heeft bijgevolg twee regulatoren.

⁷⁸ "State aid SA.35980 - European Commission - Europa EU." 23 Jul. 2014, http://ec.europa.eu/competition/state_aid/cases/253240/253240_1579271_165_2.pdf. Accessed 20 Feb. 2018.

Wat is de totale doelcapaciteit voor een bepaald leveringsjaar?

De doelcapaciteit in een bepaald leveringsjaar hangt af van evaluaties gemaakt voor elke veiling van dat leveringsjaar. De eerste evaluatie wordt vaak een aantal jaar voordien gemaakt, vóór de eerste veiling. Deze inschatting kan echter veranderen aangezien ze nauwkeuriger wordt naarmate men dichterbij het leveringsjaar komt. De totale doelcapaciteit hangt af van de capaciteit die nodig is om het vooropgesteld criterium inzake bevoorradingszekerheid te respecteren.

Wat is de doelcapaciteit voor elke veiling?

Dit element is afhankelijk van hoeveel veilingen er zijn, alsook hoe men de totale doelcapaciteit wil verdelen tussen de veilingen. Het aantal veilingen wordt in het hoofdstuk over veilingen behandeld. Wat betreft de verdeling van de totale doelcapaciteit over de verschillende veilingen, zijn er twee elementen die van belang zijn in deze verdeling: de onzekerheid met betrekking tot de nodige capaciteit, en de mogelijkheid de laagste prijs te bereiken door de totale doelcapaciteit optimaal te spreiden.

De onzekerheid met betrekking tot de nodige capaciteit is het grootst in de eerste schattingen, aangezien ze de nodige capaciteit enkele jaren voor het leveringsjaar proberen evalueren. De mogelijkheid bestaat dat deze evaluaties de noodzakelijke capaciteit te hoog inschatten en daardoor de kost van het mechanisme sterk verhogen. Hierdoor ontstaat er een trade-off tussen enerzijds de grootst mogelijke noodzakelijke capaciteit zo vroeg mogelijk te veilen teneinde een zo groot mogelijk aantal aanbieders van capaciteit, waaronder ook mogelijke aanbieders van nieuwe capaciteit toe te laten deel te nemen aan de veiling, en het risico op overschattingen.

De mogelijkheid de laagste prijs te bereiken door de doelcapaciteit optimaal te spreiden heeft betrekking op de mogelijkheid om de prijs voor de capaciteit in de vroegste veiling lager te zetten, omdat er nog veilingen komen en de noodzakelijke capaciteiten later kunnen geveild worden. Hier ontstaat een trade-off, omdat een te lage prijs mogelijk kan leiden tot een kleine gecontracteerde capaciteit, wat mogelijk tot hogere prijzen in de volgende veilingen leidt.

Voor beide trade-offs moet onderzocht worden wat de optimale balans is. Het is ook belangrijk om de trade-offs elk jaar te analyseren teneinde de langetermijncosten te minimaliseren.

Hoeveel punten worden op de vraagcurve worden er gespecificeerd?

In verschillende landen zijn er andere hoeveelheden punten waarop de vraagcurve wordt gebaseerd. Er zijn minstens twee punten nodig om de curve op te stellen: een capaciteit waaronder de price cap betaald wordt, en een punt waarop de prijs tot € 0/MW betaald wordt. In zowel het Brits als Italiaans worden behalve deze twee punten ook de doelcapaciteit gebruikt en zijn er dus drie punten. In het Iers mechanisme kan de opsteller van de vraagcurve van 2 tot 10 punten definiëren om een meer precieze vraagcurve te maken.

Voor een Belgisch mechanisme is het nodig minstens één punt te definiëren, namelijk de doelcapaciteit van de veiling. Het wordt daarenboven aanbevolen om ook twee andere punten mee te nemen in de vraagcurve, om de elasticiteit van de vraagcurve te reflecteren. Eventuele andere punten kunnen worden toegevoegd indien een gedetailleerdere vraagcurve tot een lagere prijs zou leiden.

Welke punten worden er op de vraagcurve gespecificeerd?

In zowel het Italiaans als Brits systeem worden twee andere punten bepaald, namelijk een capaciteit die overeenkomt met een strikter bevoorradingszekerheidscriterium, dat kan worden gehaald indien de capaciteit goedkoop is, en een capaciteit die overeenkomt met de price cap, en dus een verzachting van het criterium inhoudt. Deze punten kunnen sterk verschillen van de doelcapaciteit, indien de elasticiteit van de vraagcurve als sterk wordt geacht, of kunnen in een extreem geval zelfs hetzelfde zijn als de vraagcurve volledig inelastisch is.

Er wordt aanbevolen om zeker de doelcapaciteit te specificeren op de vraagcurve. Daarnaast wordt aanbevolen ook tenminste de volgende punten te specificeren: het punt waarop bijkomende bevoorradingszekerheid niet meer bijdraagt tot het maatschappelijk welzijn te specificeren, en het

punt waarop de prijs voor bevoorradingszekerheid gelijk is aan de price cap, zodat de elasticiteit van de vraagcurve beter wordt gereflecteerd. Deze en mogelijk andere punten moeten worden bepaald door de opsteller van de vraagcurve, afhankelijk van de elasticiteit van de vraagcurve.

Welke prijs moet er voor welke hoeveelheid capaciteit worden bepaald?

De prijs voor elke hoeveelheid capaciteit moet worden bepaald door de opsteller van de vraagcurve. In de andere Europese landen is er een price cap, die de maximumprijs is die betaald wordt per MW. Afhankelijk van de hoeveelheid aangeboden capaciteit wordt dan een lagere prijs betaald dan de price cap. In het punt waar een toename van de bevoorradingszekerheid niet meer leidt tot een toename van de algemene welvaart is de prijs nul. Afhankelijk van het aantal extra punten gebruikt om de vraagcurve te definiëren zijn er nog enkele andere prijzen nodig. Deze kunnen worden uitgedrukt als een percentage van de price cap, en moeten de bereidwilligheid om te betalen voor een bepaald niveau van bevoorradingszekerheid reflecteren.

In het mechanisme van het Verenigd Koninkrijk wordt de cost of new entry gebruikt als de prijs voor de doelcapaciteit.

De exacte prijzen moeten worden bepaald na nader onderzoek over de bereidwilligheid te betalen voor een bepaald niveau van bevoorradingszekerheid. Ze moeten worden bepaald door de actor die de vraagcurve opstelt.

Hoe worden de rollen verdeeld met betrekking tot de bepaling van de vraagcurve?

In de andere Europese landen is het typisch de TSO die de verantwoordelijkheid krijgt een evaluatie te maken van de noodzakelijke capaciteit. Dit zou in theorie ook door andere stakeholders kunnen gebeuren, maar omwille van de affiniteit van TSO's met dergelijke evaluaties lijkt het aangewezen om ook in België deze verantwoordelijkheid aan de TSO te geven. Er wordt echter aangeraden de gebruikte hypothesen te laten valideren door de administratie van de federale minister van Energie, omwille van mogelijke belangenconflicten (zie sectie *verdeling van de verantwoordelijkheden*).

Het opstellen van de vraagcurve gebeurt in de onderzochte landen door ofwel de regulator en/of de minister van energie/de administratie. Dit lijkt ook voor een Belgisch mechanisme aangewezen, aangezien de kost van capaciteit een beslissing is die afhangt van maatschappelijke prioriteiten.

2.2.9.3 Lengte van de contracten

De standaard lengte van capaciteitscontracten is één jaar in zowel Ierland, Frankrijk en het Verenigd Koninkrijk.^{79 80 81}

Er bestaan echter enkele uitzonderingen met betrekking tot de lengte van de contracten: nieuwe capaciteit en capaciteiten die grote renovaties ondergaan kunnen in verschillende landen contracten krijgen die langer dan één jaar lopen. Zo kan nieuwe en te renoveren capaciteit in Ierland een aanvraag indienen om een andere lengte van het contract te krijgen, en dit tot tien jaar in sommige gevallen.⁸² In Frankrijk kan nieuwe capaciteit capaciteitsgaranties voor zeven jaar krijgen.⁸³ In het

⁷⁹ "Publication of I-SEM CRM Capacity Market Code ... - SEM Committee." 2 Jun. 2017, <https://www.semcommittee.com/news-centre/publication-i-sem-crm-capacity-market-code-decision>. Accessed 20 Feb. 2018.

⁸⁰ "EUROPESE COMMISSIE Brussel, 8.11.2016 C ... - Europa EU." 8 Nov. 2016, http://ec.europa.eu/competition/state_aid/cases/261326/261326_1840296_301_2.pdf. Accessed 20 Feb. 2018.

⁸¹ "State aid SA.35980 - European Commission - Europa EU." 23 Jul. 2014, http://ec.europa.eu/competition/state_aid/cases/253240/253240_1579271_165_2.pdf. Accessed 20 Feb. 2018.

⁸² "Publication of I-SEM CRM Capacity Market Code ... - SEM Committee." 2 Jun. 2017, <https://www.semcommittee.com/news-centre/publication-i-sem-crm-capacity-market-code-decision>. Accessed 20 Feb. 2018.

⁸³ "EUROPESE COMMISSIE Brussel, 8.11.2016 C ... - Europa EU." 8 Nov. 2016, http://ec.europa.eu/competition/state_aid/cases/261326/261326_1840296_301_2.pdf. Accessed 20 Feb. 2018.

Verenigd Koninkrijk kan nieuwe capaciteit een contract voor 15 jaar aangaan, terwijl capaciteit die een renovatie ondergaat een contract van drie jaar kan krijgen.⁸⁴

Langere contracten voor nieuwe capaciteit vallen te rechtvaardigen doordat investeerders in nieuwe capaciteit veel meer onzekerheid kennen dan investeerders in capaciteit die al gebouwd is, en waar bepaalde risico's zich in het verleden afspeelden. Daardoor heeft nieuwe capaciteit een nadeel in de concurrentie met bestaande capaciteit. Langere contracten kunnen dit oplossen doordat ze de verwachte inkomsten van nieuwe capaciteit stabiliseren en ze dus minder marktrisico moeten dragen.

Het is aan te raden om ook in een Belgisch mechanisme voor een standaard contractduur van één jaar te kiezen. Ook de differentiatie voor renovaties van oude capaciteit en nieuwe capaciteit is aan te raden, zodat zij succesvol kunnen deelnemen aan de veiling. Een duur vergelijkbaar met het Brits mechanisme kan een goede basis zijn om zowel capaciteit die renovaties uitvoert alsook nieuwe capaciteit te kunnen laten deelnemen in het mechanisme. Evenwel kan verder onderzoek de optimale contractduur met meer detail bepalen.

2.2.9.4 Referentieprijis

De referentieprijis is belangrijk in een reliability options-mechanisme, omdat de terugbetaling afhangt van deze referentieprijis. De referentieprijis is typisch gebaseerd op een gewogen gemiddelde van marktprijzen. In het Iers mechanisme is deze prijs gebaseerd op de prijzen waaraan de capaciteitsaanbieder elektriciteit verkocht in de day-ahead market, de intraday market en de balancing market.⁸⁵ In het Italiaans mechanisme is de reference price een gewogen gemiddelde van de prijzen in de day-ahead market en de ancillary services market.

Te nemen beslissingen over de referentieprijis

Er zijn drie voornaamste elementen die van belang zijn in het bepalen van de referentieprijis: of de referentieprijis wordt berekend per capaciteitsaanbieder of niet, op basis van welke markten de referentieprijis gebaseerd wordt, en welke gewichten er worden toegekend aan de verschillende marktprijzen.

Op basis van welke markten wordt de referentieprijis berekend?

De markten waarop de referentieprijis wordt gebaseerd zijn idealiter gelijk aan de markten waarop de capaciteitsaanbieders hun inkomen halen. In het Iers systeem worden drie markten gebruikt, in het Italiaans systeem worden twee markten gebruikt. Het enige nadeel verbonden aan het opnemen van veel markten is de toenemende complexiteit om de referentieprijis te berekenen.

Wat betreft een Belgisch mechanisme, zou de referentieprijis het best zo representatief mogelijk zijn voor het inkomen van de capaciteitsaanbieders, waarbij rekening moet worden gehouden met de complexiteit van de berekening van de referentieprijis. De markten die mogelijk in rekening kunnen worden gebracht worden zijn de day-ahead market, de intraday market, de balancing market, en de markt voor ancillaire diensten.

Wordt aan iedere capaciteitsaanbieder een andere referentieprijis toegekend?

In het Iers mechanisme wordt er een verschillende referentieprijis berekend voor iedere aanbieder van capaciteit. Dit is niet het geval voor het Italiaans mechanisme. Ook wat betreft deze keuze moet er worden opgemerkt dat het berekenen van een andere referentieprijis per capaciteitsaanbieder de complexiteit vergroot.

Het berekenen van een aparte referentieprijis voor iedere aanbieder is correcter, maar vergroot de complexiteit. Wanneer hierover besloten wordt moet met deze trade-off rekening gehouden worden.

⁸⁴ "State aid SA.35980 - European Commission - Europa EU." 23 Jul. 2014,

http://ec.europa.eu/competition/state_aid/cases/253240/253240_1579271_165_2.pdf. Accessed 20 Feb. 2018.

⁸⁵ "Capacity Market - SEMO." <http://www.sem-o.com/ISEM/Pages/ISEMCapacityMarket.aspx>. Accessed 20 Feb. 2018.

Welke gewichten worden toegekend aan de verschillende marktprijzen?

De gewichten toegekend aan de verschillende marktprijzen hangen af van of er een aparte referentieprijis wordt berekend per aanbieder van capaciteit of niet. Indien een aparte referentieprijis wordt berekend per capaciteitsaanbieder kan nauwkeurig worden berekend welke proportie van het inkomen uit welke markt komt en kan dit dienen als gewichten voor de referentieprijis.

Indien er geen aparte referentieprijis wordt berekend per capaciteitsaanbieder kunnen de totale volumes verhandeld op de verschillende elektriciteitsmarkten dienen als gewichten voor de verschillende onderdelen van de referentieprijis.

2.2.9.5 Strike price

De strike price is de andere parameter die bepaalt wanneer er terugbetalingen aan de markt gebeuren. De strike price kan op verschillende niveaus gezet worden, met als gevolg dat er enerzijds meer of minder terugbetalingen zullen gebeuren en anderzijds dat er bepaalde technologieën niet kunnen deelnemen aan het mechanisme.

De strike price van het Iers mechanisme is bepaald op een waarde rond de €500/MWh.⁸⁶ De waarde van de strike price wordt elk jaar berekend op basis van verschillende parameters, na een technisch onderzoek. Voor de T-1 Auction voor 2018-2019 waren deze parameters en hun waardes:

⁸⁶ "State aid: Commission approves joint capacity ... - Europa EU." 24 Nov. 2017, http://europa.eu/rapid/press-release_IP-17-4944_en.pdf. Accessed 22 Feb. 2018.

Figuur 25: Factoren die de strike price mee bepalen⁸⁷

Strike Price Component	Value	Unit
PCARBON _m	PCARBON _m Index	€/tCO2e
PFUELNG _m	$[\text{PFUELNG}_m \text{ Index (p/therm)} \times 0.01 (\text{E/p}) + \text{PFUELNG}_m \text{ Transport (E/therm)}] \times \text{Exchange Rate (€/\text{E})} \times 9.48 (\text{therm/GJ}) \times 3.6 (\text{GJ/MWh})$	€/MWh
PFUELO _m	$[\text{PFUELO}_m \text{ Index (\$/t)} \times \text{Exchange Rate (€/\$)} + \text{PFUELO}_m \text{ Transport (€/t)}] \times 0.025 (\text{t/GJ}) \times 3.6 (\text{GJ/MWh})$	€/MWh
PCARBON _m Index	ICE ECX EUA Futures – EUA - (monthly) ⁴	€/tCO2e
PFUELNG _m Index	ICE UK Natural Gas Index (monthly)	p/therm
PFUELNG _m Transport	0.0424 ⁵	£/therm
PFUELO _m Index	Platt's Forward Curve (monthly) for monthly swap transactions for 1% sulphur free on board (FOB) fuel oil cargoes in North West Europe (NWE) for the relevant month (AAEGR00)	\$/t
PFUELO _m Transport	50 ⁶	€/t
FTHEORYPU _y	15	%
FCARBONING _y	0.202	tCO2e/MWh
FCARBONINO _y	0.277	tCO2e/MWh
PTHEORYDSU _y	500	€/MWh
Exchange Rate (€/€)	The Trading Day Exchange Rate as defined in the Trading and Settlement Code	€/€
Exchange Rate (€/€)	The rate set at 17:00 the day before the Trading Day, from the same source as used for the Trading Day Exchange Rate	€/€
therm/GJ	9.48 ⁷	therm/GJ
LSFO calorific value	0.025 ⁸	t/GJ

Wat betreft Italië bestond het plan om de strike price te bepalen op hetzelfde niveau als de marginale kosten van OCGT. Dit is echter veranderd na onderhandelingen met de Europese Commissie, en net als in Ierland is de strike price gedefinieerd aan de hand van technische parameters.⁸⁸

Te nemen beslissingen over de strike price

Er zijn drie voorname elementen die van belang zijn in het bepalen van de referentieprij: op welke technologie de strike price gebaseerd is, op basis van welke parameters de strike price wordt berekend, de methodologie van de berekening van de strike price.

⁸⁷ <http://www.sem-o.com/ISEM/General/Final%20Auction%20Information%20Pack%20v1.0.pdf>

⁸⁸ "allegato n° 5 – metodologia per il calcolo del prezzo di esercizio - Terna."
<http://download.terna.it/terna/0000/0842/29.PDF>. Accessed 20 Feb. 2018.

Hoeveel strike prices zijn er?

Het introduceren van verschillende strike prices gebaseerd op verschillende technologieën kan een manier zijn om het mechanisme meer zelfregulerend te maken, de nood voor boetes en controles te verminderen, en windfall profits voor elke technologie te vermijden. Ondanks deze voordelen bestaan er ook enkele nadelen: het maakt het mechanisme veel complexer, en de technologie neutraliteit wordt aangetast. Dit kan tot twee problemen leiden: ten eerste geeft de Europese Commissie in haar sectoronderzoek aan dat veilingen het best technologie neutraal zijn.⁸⁹ Deze voorwaarde niet respecteren, of zoeken naar een andere manier van interpretatie van het begrip technologie neutraliteit dan de norm kan de onderhandelingen met de Commissie complexer maken. Bovendien kan een aparte strike price voor elke technologie tot inefficiëntie op lange termijn leiden, aangezien technologieën minder met elkaar zouden concurreren, en de concurrentie eerder op een niveau binnen de technologie zou plaatsvinden. Dit kan technologieën die in een technologie neutraal mechanisme zouden verdwijnen wegens inefficiënt toch artificieel in leven houden, wat tot investeringsbeslissingen kan leiden die het maatschappelijk welzijn negatief beïnvloeden.

In de praktijk werd geobserveerd dat zowel Italië als Ierland slechts één strike price hebben.^{90 91}

Hoewel verschillende strike prices niet a priori worden uitgesloten, is - indien België zou overwegen om verschillende strike prices te gebruiken – moet tijdens de implementatie worden onderzocht of de voordelen op korte termijn met betrekking tot het vermijden van windfall profits groter zijn dan de mogelijke nadelen op de lange termijn.

Op welke technologie is de strike price gebaseerd?

De strike price kan in principe gebaseerd zijn op de marginale kosten van elke technologie. De keuze om de strike price laag te leggen en dus te baseren op de marginale kosten van een technologie die zich laag in de merit-order curve bevindt riskeert echter om een aantal technologieën uit te sluiten, wat de technologie neutraliteit gedeeltelijk vermindert. Als de strike price gebaseerd is op een heel dure technologie zal de strike price zeer weinig bereikt worden en zal het mechanisme dus bijna hetzelfde zijn als een capacity auction mechanisme.

Er moet dus ergens een grens getrokken worden tussen het uitsluiten van bepaalde technologieën en het nut van een reliability options design. Aangezien DSR kan worden aangewend vanaf een prijs tussen de €200/MWh en €500/MWh, afhankelijk van bepaalde voorwaarden, lijkt een prijs in deze grootteorde aangewezen. Verder onderzoek is nodig om een goede strike price te bepalen. De strike price moet ook dynamisch zijn, en zich kunnen aanpassen aan evoluties in de markt en technologie. Een jaarlijkse revisie wordt dus aangeraden.

Wat zijn de parameters op basis van dewelke de strike price wordt berekend?

Nadat is uitgemaakt op basis van welke technologie de strike price wordt berekend is het nodig om de parameters waarop de strike price wordt berekend vast te leggen.

Om dit te doen is het nodig om een technisch onderzoek uit te voeren naar welke parameters van belang zijn voor de strike price tijdens de implementatie van het mechanisme. Dit moet bovendien regelmatig gebeuren om veranderingen in de technologie te laten reflecteren in de strike price.

Wat is de methodologie voor de berekening van de strike price?

Het is ook nodig om een methodologie te gebruiken voor de berekening van de strike price.

Ook om de methodologie te bepalen is het nodig een technisch onderzoek uit te voeren.

⁸⁹ "Final Report of the Sector Inquiry on Capacity Mechanisms - European" 30 Nov. 2016, http://ec.europa.eu/competition/sectors/energy/capacity_mechanisms_final_report_en.pdf. Accessed 21 Feb. 2018.

⁹⁰ "allegato n° 5 – metodologia per il calcolo del prezzo di esercizio - Terna." <http://download.terna.it/terna/0000/0842/29.PDF>. Accessed 21 Feb. 2018.

⁹¹ "Final Auction Information Pack - SEMO." 1 Dec. 2017, <http://www.semo.com/ISEM/General/Final%20Auction%20Information%20Pack%20v1.0.pdf>. Accessed 21 Feb. 2018.

2.2.9.6 Stop Loss limit

In een reliability options mechanisme moet er een keuze worden gemaakt over of er een stop-loss limit wordt voorzien of niet. Een stop loss limit is een limiet op hoeveel de houders van de premie over een geheel leveringsjaar moeten terugbetalen aan de centrale inkoper. In jaren waarin de marktreferentieprijs hoog ligt, zullen de terugbetalingen zeer groot worden, en mogelijk groter worden dan de premie die werd uitbetaald. Daarom werd er in sommige reliability mechanismen een stop loss limit ingesteld, om een limiet op de terugbetalingen te stellen.

In het Iers mechanisme wordt voor elke veiling een stop-loss limit bepaald. Informatie over een stop-loss limit in het Italiaans mechanisme kon niet worden gevonden.

Een stop loss limit beperkt het verschil tussen de winst die een operator op de energy-only markt zou kunnen behaald hebben en de winst die een operator behaalt in het capaciteitsmechanisme. Op het eerste zicht kan het onnodig lijken om een stop loss limit in te stellen, aangezien de winstgevendheid wordt gegarandeerd door de capaciteitsbetalingen. Toch kan het nuttig zijn om een stop-loss limit te hebben: ten eerste zorgt het ervoor dat de prijzen in de EOM toch een invloed hebben op de investeringen, en ten tweede leidt het waarschijnlijk tot lagere prijzen van de premies, aangezien de marktactoren een zekerheid hebben over de limiet. Anderzijds kan er echter beargumenteerd worden dat de basis van het mechanisme is dat operatoren net zekerere kasstromen ontvangen in ruil voor het afzien van winsten uit hoge prijzen tijdens momenten van schaarste. Stop loss limits zouden dan opnieuw tot windfall profits kunnen leiden, aangezien het ervoor zorgt dat operatoren toch hogere winsten kunnen boeken en dus het upside risico behouden, terwijl ze het negatief risico niet meer dragen door de zekere kasstromen van het mechanisme.

De beslissing om stop-loss limits in te voeren hangt ook af van de al dan niet verplichte participatie van capaciteit in de veilingen. Indien capaciteit verplicht wordt deel te nemen in de veilingen beschikken ze niet meer over de keuze tussen de zekere kasstromen onder een mechanisme en onzekere kasstromen onder de EOM. Een stop loss limit kan dan dienen als compensatie voor het verplicht deelnemen aan het mechanisme.

Te nemen beslissingen over de stop loss limit

Twee beslissingen moeten genomen worden met betrekking tot de stop loss limit: bevat het mechanisme een stop loss limit, en wat is de grootte van de stop loss limit indien men kiest om een stop loss limit in te stellen? Beide elementen worden hieronder uitgewerkt.

Bevat het mechanisme een stop loss limit?

Zoals boven beschreven, is de keuze voor het al dan niet invoeren van een stop loss limit een trade-off tussen enerzijds het geven van zekerheid naar investeerders toe, en anderzijds het beperken van mogelijke windfall profits.

Zoals hierboven beschreven werd in Ierland overgegaan tot het invoeren van een stop loss limit. Er konden geen gegevens gevonden worden omtrent het al dan niet bestaan van een stop loss limit in het Italiaans mechanisme. Wat betreft de verplichtingen om deel te nemen, bestaat er in Ierland de verplichting voor elke capaciteit groter dan 10 MW om deel te nemen aan de capaciteitsmarkt.⁹²

Het invoeren van een stop loss limit in een Belgisch mechanisme is een beslissing die moet genomen worden tijdens de implementatie, en rekening houdend met de hierboven beschreven trade-off.

Wat is de grootte van de stop loss limit?

In het geval wordt besloten een stop loss limit te implementeren, moet ook een beslissing genomen worden omtrent de grootte van de stop loss limit. Net zoals de beslissing om een stop loss limit te

⁹² "A Helicopter Guide to Understanding the Capacity Market." 27 Jul. 2017, <http://www.sem-o.com/ISEM/General/Capacity%20Market%20-%20A%20Helicopter%20Guide%20to%20Understanding%20the%20Capacity%20Market.pdf>. Accessed 21 Feb. 2018.

implementeren, maakt de grootte van de stop loss limit uit omdat een zeer lage limit het risico van de operatoren zeer sterk beperkt, terwijl een zeer hoge limit in praktijk op hetzelfde neerkomt als geen limit instellen.

In Ierland lag de stop loss limit tijdens de T-1 veiling voor 2018-2019 op 1,5 van de vergoeding voor capaciteit.⁹³ Voor Italië konden geen gegevens worden gevonden.

Indien er wordt geopteerd voor een stop-loss limit in het Belgisch mechanisme, moet de grootte worden bepaald tijdens de implementatie.

2.2.9.7 Reductiefactoren van capaciteit

Geen enkele soort capaciteit is 100% van de tijd beschikbaar. Elke capaciteit heeft onderhoudsmomenten, en geplande sluitingen. Bovendien zijn ook ongeplande afwezigheden mogelijk. In het geval van intermitterende elektriciteitsproductie hangt de elektriciteitsproductie bovendien af van externe factoren. Om hiervoor te compenseren wordt in elk van de onderzochte systemen een reductiefactor voor elk type technologie toegekend.

In Ierland wordt voor elk jaar voor elke technologie een tabel opgesteld, gebaseerd op de initiële grootte in MW van de capaciteit. Voor elektriciteitsopslag wordt ook rekening gehouden met de uren dat een opslagfaciliteit stroom kan leveren. Ook voor intermitterende RES wordt een derating factor gepubliceerd.⁹⁴

In het Verenigd Koninkrijk worden elk jaar reductiefactoren bepaald op voor elke technologie. De laatste reductiefactoren die gepubliceerd werden, waren de factoren voor de T-4 veiling met leveringsjaar 2021-2022 en de T-1 veiling met leveringsjaar 2018-2019. Deze factoren verschillen omdat er rekening wordt gehouden met technologische evoluties.

⁹³ "Final Auction Information Pack - SEMO." 1 Dec. 2017, <http://www.sem-o.com/ISEM/General/Final%20Auction%20Information%20Pack%20v1.o.pdf>. Accessed 21 Feb. 2018.

⁹⁴ "Final Auction Information Pack - SEM-O." 1 Dec. 2017, <http://www.sem-o.com/ISEM/General/Final%20Auction%20Information%20Pack%20v1.o.pdf>. Accessed 20 Feb. 2018.

Figure 26 : De-rating factors in Great-Britain⁹⁵

Name for Technology Class	Plant Types Included	De-rating factors T-1	De-rating factors T-4	
Oil-fired steam generators	Conventional steam generators using fuel oil	88.04%	88.04%	
OCGT and reciprocating engines (non-autogeneration)	Gas turbines running in open cycle fired mode Reciprocating engines not used for autogeneration	94.81%	94.81%	
Nuclear	Nuclear plants generating electricity	85.24%	85.24%	
Hydro	Generating Units driven by water, other than such units: (a) driven by tidal flows, waves, ocean currents or geothermal sources; or (b) which form part of a Storage Facility	87.92%	87.92%	
Storage	Conversion of imported electricity into a form of energy which can be stored, the storing of the energy which has been so converted and the re-conversion of the stored energy into electrical energy Includes hydro Generating Units which form part of a Storage Facility (pumped storage hydro stations).	Storage Duration: 0.5h	21.34%	17.89%
		Storage Duration: 1h	40.41%	36.44%
		Storage Duration: 1.5h	55.95%	52.28%
		Storage Duration: 2h	68.05%	64.79%
		Storage Duration: 2.5h	77.27%	75.47%
		Storage Duration: 3h	82.63%	82.03%
		Storage Duration: 3.5h	85.74%	85.74%
	Storage Duration: 4h+	96.11%	96.11%	
CCGT	Combined Cycle Gas Turbine plants	88.54%	90.00%	
CHP and autogeneration	Combined Heat and Power plants (large and small-scale)	90.00%	90.00%	
	Autogeneration – including reciprocating engines burning oil or gas			
Coal/biomass	Conventional steam generators using coal or biomass	87.58%	87.58%	
DSR		86.34%	86.34%	
Interconnectors	IFA (France)	n/a	63 %	
	Eleclink (France)	n/a	69 %	
	BritNED (Netherlands)	n/a	76 %	
	NEMO (Belgium)	n/a	75 %	
	Moyle (Ireland)	n/a	28 %	
	EWIC Ireland	n/a	59 %	
	IFA2 (France)	n/a	65 %	
	NSL (Norway)	n/a	85 %	

Het Brits systeem laat echter niet toe dat intermitterende RES deelnemen aan het mechanisme.

Te nemen beslissingen over de reductiefactoren

Er zijn twee voorname elementen die van belang zijn in het bepalen van de reductiefactoren: wanneer de reductiefactoren moeten worden bepaald en waarop ze moeten gebaseerd zijn.

Wanneer moeten de reductiefactoren worden bepaald?

In elk land dat werd bestudeerd werden de reductiefactoren tenminste éénmaal per jaar bepaald, en in Ierland wordt dit zelfs bepaald voor aanvang van iedere veiling.

Om een goede werking van het mechanisme te garanderen is het inderdaad aangewezen dat deze factoren minstens éénmaal per jaar worden bepaald, om rekening te houden met technologische evoluties.

Waarop moeten reductiefactoren gebaseerd zijn?

Er wordt aanbevolen de reductiefactoren te baseren op de verwachte aanwezigheid van technologieën in het leveringsjaar.

⁹⁵<https://www.emrdeliverybody.com/Lists/Latest%20News/Attachments/162/Capacity%20Market%20Auction%20Guidelines%20%202nd%20January%202018.pdf>

2.2.10 Veilingen

Er moeten ook een aantal keuzes gemaakt worden met betrekking tot de veilingen. Een goede procedure voor de veilingen is nodig om te vermijden dat te veel wordt betaald en/of de nodige capaciteit niet zou worden aangeschaft. Meer bepaald moeten keuzes gemaakt worden over de prekwalificatieprocedure, het aantal veilingen, het type veilingen, het tijdstip van de veilingen, het design van de veilingen en de eventuele organisatie van een secundaire markt. Elk van deze elementen wordt hieronder uitgewerkt.

2.2.10.1 Prekwalificatie voor de veiling

Om de kwaliteit van de te selecteren capaciteit te waarborgen, dienen de mogelijke participanten in de veiling door een prekwalificatieprocedure te gaan. Deze procedure verschilt licht tussen de onderzochte systemen.

In het Verenigd Koninkrijk moeten capaciteitseenheden die wensen deel te nemen aan de veiling een prekwalificatie aanvragen. Deze aanvraag wordt op basis van enkele toelatingscriteria beoordeeld, waarna een beslissing wordt genomen of de capaciteit wordt toegelaten tot de veiling of niet. De procedure is verschillend voor DSR capaciteit, productiecapaciteit, storage capaciteit en interconnectiecapaciteit. Bovendien bestaat er een onderscheid tussen nieuwe, renoverende en bestaande capaciteit in het geval van productiecapaciteit, interconnectiecapaciteit en storage capaciteit, en een onderscheid tussen *proven* en *unproven* DSR. Aggregatoren kunnen zich ook laten prekwalificeren. Indien capaciteit die verplicht is om deel te nemen in het mechanisme geen prekwalificatie aanvraagt, moet een opt-out notification worden gegeven, waarin aangegeven wordt dat de capaciteit niet zal deelnemen aan de veilingen. Als deze opt-out notification wordt gegeven, kan capaciteit geen contracten meer krijgen tijdens de veiling waarvoor de opt-out werd gegeven.⁹⁶

In het Iers mechanisme zijn er vergelijkbare criteria om deel te mogen nemen aan de veiling of aan de secundaire markt. Ook hier wordt een onderscheid gemaakt tussen een aantal categorieën: interconnectiecapaciteit, productiecapaciteit, geaggregeerde capaciteit en DSR capaciteit. Ook in het Iers mechanisme moet capaciteit die verplicht is om deel te nemen in het mechanisme en geen prekwalificatie aanvraagt, een opt-out notification geven, die wordt beoordeeld door de regulator. Op basis van de categorie (nieuwe of bestaande capaciteit) wordt ook een lengte van het contract bepaald.⁹⁷

In het Frans mechanisme bestaat geen prekwalificatieprocedure *in stricto sensu*, maar houders van capaciteit moeten deze laten certifiëren. Ook hier bestaat een verplichting voor houders van bestaande capaciteit om zich te certificeren. Meer bepaald mogen houders van bestaande capaciteit vanaf vier jaar voor leveringsdatum, en moeten ze minstens drie jaar voor leveringsdatum melden hoeveel capaciteit ze beschikbaar zullen hebben tijdens piekperiodes. Deze schatting kan worden gewijzigd tot het moment van levering. Houders van nieuwe capaciteit en DSR mogen vanaf vier jaar voor leveringsdatum tot twee maanden voor de leveringsperiode hun capaciteit laten certifiëren.⁹⁸

Tijdens de prekwalificatie wordt ook bepaald wat de de-rated capaciteit is. Voor meer informatie hierover kan verwezen worden naar de sectie over reductiefactoren.

Prekwalificatie is een eerste indicatie of capaciteitseenheden geschikt zijn om de bevoorradingszekerheid te waarborgen. Het is echter niet ondenkbaar dat capaciteit, alhoewel goedgekeurd tijdens de prekwalificatie ook daadwerkelijk hun contractuele verplichtingen met betrekking tot de verplichtingen niet kunnen nakomen. Dit kan bijvoorbeeld voorkomen indien nieuwe capaciteit vertraging oploopt, of bestaande capaciteit sluit tussen het tijdstip van de veiling en het leveringsjaar. Prekwalificatie vervangt dus geenszins de controles en boetes voor niet-naleving van de capaciteitscontracten.

⁹⁶ "Capacity Market (CM) Rules | Ofgem." <https://www.ofgem.gov.uk/electricity/wholesale-market/market-efficiency-review-and-reform/electricity-market-reform/capacity-market-cm-rules>. Accessed 21 Feb. 2018.

⁹⁷ "Publication of I-SEM CRM Capacity Market Code ... - SEM Committee." 2 Jun. 2017, <https://www.semcommittee.com/news-centre/publication-i-sem-crm-capacity-market-code-decision>. Accessed 21 Feb. 2018.

⁹⁸ "7086 final COMMISSION DECISION of 8.11.2016 ON STATE AID" http://ec.europa.eu/competition/state_aid/cases/261326/261326_1873332_314_5.pdf. Accessed 21 Feb. 2018.

Te nemen beslissingen over de prekwalificatie

Een prekwalificatieprocedure is nuttig aangezien het de kwaliteit van capaciteit in de veiling garandeert. Daarom wordt sterk aanbevolen om een dergelijke procedure te gebruiken. Wat moet worden uitgeklaard zijn de toelatingscriteria die worden gebruikt bij de beslissing om een capaciteitseenheid te prekwalificeren of niet, en wanneer de prekwalificatie plaatsvindt.

Toelatingscriteria

Elke prekwalificatieprocedure gebruikt een aantal toelatingscriteria om te beslissen of capaciteitseenheden kunnen deelnemen in het mechanisme of niet. Het wordt aanbevolen om deze criteria te baseren op de verplichtingen die staan in het capaciteitscontract, en wel zo dat het voldoen aan de toelatingscriteria een redelijke zekerheid biedt over het kunnen nakomen van deze verplichtingen.

Aangezien de verschillende soorten capaciteiten andere uitdagingen hebben, is het aan te raden dat de prekwalificatieprocedure deze uitdagingen volgt en aangepast is aan het soort capaciteit. De verdeling zoals deze in het Verenigd Koninkrijk bestaat, waar de capaciteit wordt ingedeeld in productie-, storage-, DSR- en eventueel interconnectiecapaciteit (afhankelijk of buitenlandse capaciteit impliciet of expliciet aan het mechanisme deelneemt, zie sectie *interactie met het buitenland*), en bovendien in nieuw, bestaand en renoverend, kan dienen als een goede basis voor de uitwerking van categorieën, waarbij criteria moeten worden uitgewerkt om een onderverdeling in deze categorieën toe te laten, en misbruiken te voorkomen.

Timing van de prekwalificatie

De prekwalificatie moet gebeuren voor aanvang van de veiling. In het Verenigd Koninkrijk moet capaciteit die wenst deel te nemen aan de veiling zich prekwalificeren tussen een periode van 10 weken, die 4 tot 6 maanden voor de veiling plaatsvindt. Een dergelijke periode lijkt geschikt voor een Belgisch mechanisme.

2.2.10.2 Aantal veilingen

Het aantal veilingen kan oplopen van één veiling tot een aantal veilingen per leveringsjaar. Het voordeel van één veiling is dat het minder complex is om te organiseren, de nadelen zijn dat er een risico bestaat dat de veiling niet het beoogde doel behaalt, dat de aangekochte capaciteit te duur is, dat afhankelijk van het moment van de veiling sommige nieuwe capaciteit niet kan deelnemen, en dat een veiling die te lang voor de leveringsdatum plaatsvindt mogelijk de hoeveelheid capaciteit over- of onderschat.

Gezien de talrijke nadelen van het houden van slechts één veiling worden er in elk bestudeerd mechanisme verschillende veilingen georganiseerd. Twee uitzonderingen werden hierop geconstateerd: veilingen die plaatsvonden om de periode tussen de vroege veiling en de leveringsdatum te overbruggen, en transitionele veilingen om DSR aan te schaffen.

Meer bepaald wordt in het Verenigd Koninkrijk een veiling vier jaar voor leveringsdatum georganiseerd, en een veiling één jaar voor leveringsdatum. Er werd echter een provisionele veiling georganiseerd in 2016 voor leveringsjaar 2017 omdat er een sluiting dreigde van bepaalde capaciteit die noodzakelijk is voor de bevoorradingszekerheid en die dreigde te gebeuren voordat het volledige mechanisme in werking kon treden.⁹⁹ Verder vond in 2015 en 2016 ook telkens een T-1 veiling voor DSR plaats, om de technologie te ontwikkelen en competitiever te maken op de lange termijn.¹⁰⁰

Ook in Ierland wordt er een veiling vier jaar en een veiling één jaar voor leveringsdatum georganiseerd. Echter, omdat de eerste veiling vier jaar voordien pas in 2018 zal plaatsvinden, werd

⁹⁹ "European Commission - PRESS RELEASES - Press ... - Europa EU." 5 Dec. 2016, http://europa.eu/rapid/press-release_MEX-16-4263_en.htm. Accessed 20 Feb. 2018.

¹⁰⁰ "State aid SA.35980 - European Commission - Europa EU." 23 Jul. 2014, http://ec.europa.eu/competition/state_aid/cases/253240/253240_1579271_165_2.pdf. Accessed 20 Feb. 2018.

ook in Ierland al een eerste veiling georganiseerd één jaar voor leveringsdatum voor leveringsjaar 2018-2019.

In de Franse capaciteitsmarkt zijn er ook meerdere momenten waarop er veilingen gebeuren. In 2018 vinden er 6 veilingen plaats voor 2019, en één voor de jaren nadien.¹⁰¹ Deze veilingen duren tien dagen, tussen dewelke capaciteitscertificaten kunnen worden uitgewisseld. Bovendien kunnen de capaciteitscertificaten ook worden uitgewisseld tussen marktpartijen buiten deze momenten.

Omwille van de nadelen verbonden aan het houden van slechts één veiling, is het aanbevolen om meerdere veilingen te organiseren. Twee reguliere veilingen per leveringsdatum lijken een goed schema. Vroegere veilingen kunnen worden overwogen indien bepaalde capaciteit waarvan werd geanticipeerd dat deze actief zou zijn tijdens het mechanisme zou sluiten voor het mechanisme van start gaat. Ook andere transitionele veilingen kunnen worden overwogen.

2.2.10.3 Type veilingen

Het type veiling heeft betrekking tot een reguliere veiling of een veiling waarin maar een deel van de capaciteit wordt toegelaten, zoals bijvoorbeeld de transitionele veilingen die werden gehouden voor DSR in het Verenigd Koninkrijk.

Het houden van transitionele veilingen kan een interessante optie zijn omdat de Europese Commissie in haar beslissing over het Brits capaciteitsmechanisme aangaf dat dit een interessante optie kan zijn om deze technologieën verder te ontwikkelen.

Reguliere veilingen zijn technologieneutraal en marktbreed. Dit is ook het standpunt van de Europese Commissie.¹⁰² Mogelijke uitzonderingen hierop zijn transitionele veilingen en vroege veilingen voor nieuwe capaciteit indien dit nodig zou blijken om de bevoorradingszekerheid te waarborgen. Het is echter nodig om de juridische mogelijkheid daarvan te bestuderen.

Er wordt dus aanbevolen om de meeste veilingen regulier te maken, behalve voor mogelijke uitzonderingen voor transitionele veilingen.

2.2.10.4 Tijdstip van de veilingen

Het tijdstip van de veilingen moet worden bepaald. In het geval van meerdere veilingen moet er een veiling plaatsvinden die vroeg genoeg wordt georganiseerd zodat ook nieuwe capaciteit kan deelnemen aan de veiling. Indien slechts een veiling wordt georganiseerd moet deze ook plaatsvinden op een moment waar nieuwe capaciteit deel kan nemen.

Dit is het geval in de mechanismen die werden bestudeerd. Zoals eerder beschreven, bestaat er in het Verenigd Koninkrijk een veiling vier jaar voor leveringsdatum en een veiling één jaar voor leveringsdatum.¹⁰³ Ook in Ierland is er een veiling vier jaar voor leveringsdatum en een veiling één jaar voor leveringsdatum.¹⁰⁴

Wat betreft de timing van de veilingen lijkt dit ook voor een Belgisch mechanisme aangewezen.

¹⁰¹ "Auction Calendar - EPEX Spot." 15 Dec. 2017,

<http://static.epexspot.com/document/36703/Calendar%20wait%2013122016.pdf>. Accessed 20 Feb. 2018.

¹⁰² "Final Report of the Sector Inquiry on Capacity Mechanisms - European" 30 Nov. 2016,

http://ec.europa.eu/competition/sectors/energy/capacity_mechanisms_final_report_en.pdf. Accessed 20 Feb. 2018.

¹⁰³ "Final Rules 2016 - Gov.uk." 19 Jul. 2017,

https://www.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/632677/Informal_consolidation_of_Capacity_Market_Rules_July_2017.pdf. Accessed 21 Feb. 2018.

¹⁰⁴ "Publication of I-SEM CRM Capacity Market Code ... - SEM Committee." 2 Jun. 2017,

<https://www.semcommittee.com/news-centre/publication-i-sem-crm-capacity-market-code-decision>. Accessed 20 Feb. 2018.

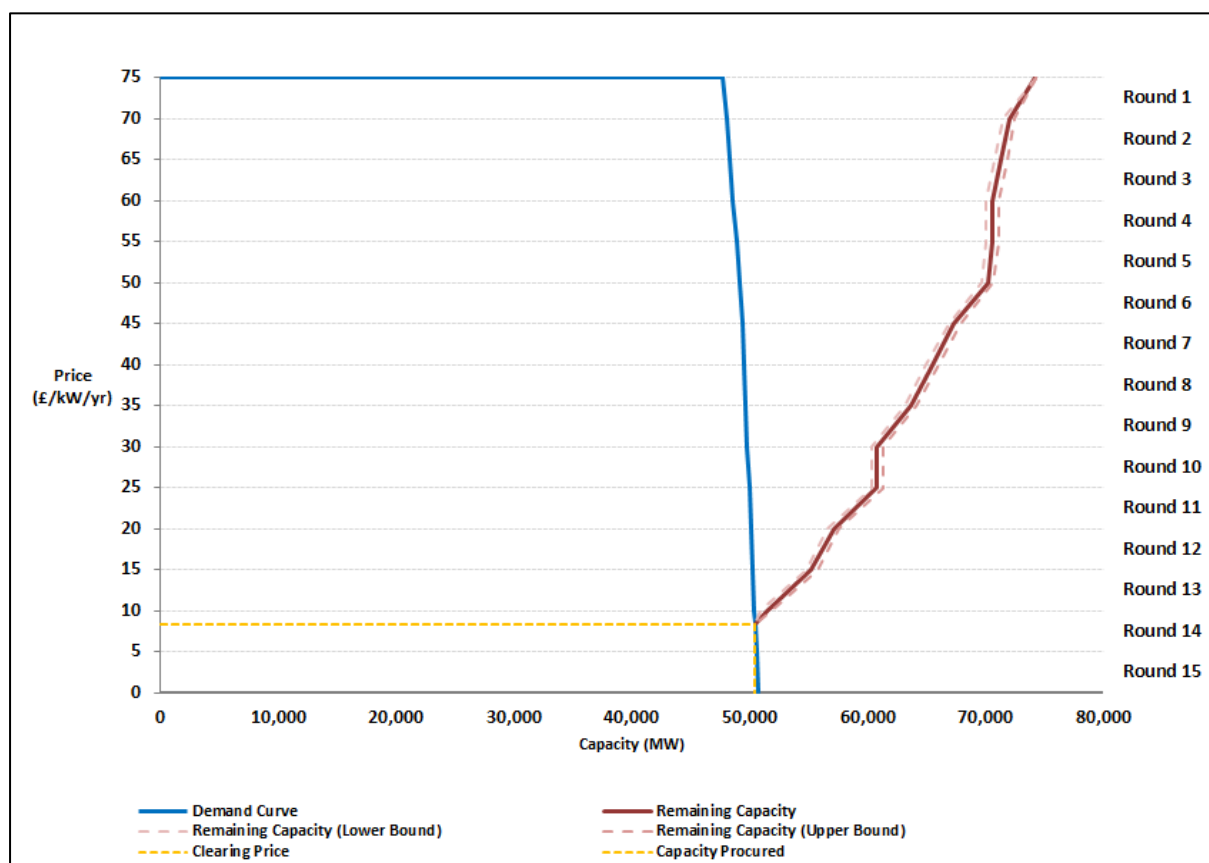
2.2.10.5 Design van de veilingen

Verschillende designs voor de veilingen zijn mogelijk. Meer bepaald werden in de context van de bestudeerde capaciteitsmechanismen twee designs opgemerkt: een pay-per-clear design en een pay-per-bid design.¹⁰⁵ Ook het aantal veiling rondes kan verschillen tussen mechanismen. Ten slotte zijn er nog andere elementen, zoals bepaalde beperkingen die een invloed op het veilingproces kunnen hebben.

Onder een pay-per-clear mechanisme wordt eenzelfde prijs aan alle geselecteerde capaciteiten betaald, terwijl onder een pay-per-bid mechanisme de prijs wordt betaald die in de offerte van de kandidaten werd voorgesteld.

In het Brits mechanisme verlopen de veilingen volgens een descending-clock pay-per-clear design. Dit betekent dat de veilingen beginnen aan de market cap price, en dat dan 15 rondes plaatsvinden, waarin generatoren moeten aangeven of ze bereid zijn een bepaalde prijs te aanvaarden.¹⁰⁶ De generatoren accepteren dit totdat de prijs onder de prijs ligt die ze nodig hebben, waarop ze de veiling verlaten. De veiling gaat door totdat de vraag- en aanbodcurve snijden. Alle geselecteerde capaciteit krijgt dezelfde prijs. In de veiling is bestaande capaciteit price taker, en nieuwe capaciteit price maker. Dit betekent dat bestaande capaciteit pas onder een bepaalde drempel een prijs kan zetten, en boven de drempel slechts kan aangeven of ze akkoord gaat of niet met de prijs. Price makers kunnen ook boven de drempel tot aan de cap price een specifieke prijs voorstellen, waaronder ze niet wensen te gaan. Een visuele voorstelling van de veiling van de T-4 met leveringsjaar 2021-2022 kan hieronder gevonden worden:

Figuur 27: Veilingen T-4 2017 - UK¹⁰⁷



¹⁰⁵ Fortnightly Magazine - March 2008 | Fortnightly."

<https://www.fortnightly.com/fortnightly/2008/03?page=1>. Accessed 28 Feb. 2018.

¹⁰⁶ "Final Rules 2016 - Gov.uk." 19 Jul. 2017,

https://www.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/632677/Informal_consolidation_of_Capacity_Market_Rules_July_2017.pdf. Accessed 21 Feb. 2018.

¹⁰⁷ <https://www.emrdeliverybody.com/Lists/Latest%20News/Attachments/162/Capacity%20Market%20Auction%20Guidelines%20202nd%20January%202018.pdf>

De veilingen onder het Iers mechanisme hebben een ander design. Elke geprekwalificeerde capaciteitseenheid is daar verplicht om voor aanvang van de veilingen tussen één en vijf offertes in te dienen waarvoor een zekere hoeveelheid capaciteit voor een bepaalde prijs zou worden verkocht. Op basis van deze offertes wordt dan de veiling georganiseerd, waar een aantal locatie-gebonden beperkingen in rekening worden genomen. De geselecteerde capaciteit ontvangt dan de clearing price, tenzij de geselecteerde capaciteit een hogere prijs had ingediend, in welk geval de capaciteit deze hogere prijs ontvangt.¹⁰⁸

Te nemen beslissingen over het design van de veilingen

Met betrekking tot het design van de veilingen moeten beslissingen genomen worden over welke prijs wordt toegekend aan de geselecteerde capaciteiten, hoeveel rondes er tijdens de veiling worden georganiseerd, hoeveel transparantie er in het veilingproces wordt geïntroduceerd, en of er nog andere beperkingen zijn die moeten worden meegenomen in het veilingproces.

Welke prijs wordt toegekend aan de geselecteerde capaciteitseenheden?

Zoals hierboven beschreven, zijn er twee opties met betrekking tot de prijs die toegekend wordt aan de geselecteerde capaciteit, namelijk het pay-per-clear en het pay-per-bid principe. Daarnaast kunnen variaties bestaan zoals bijvoorbeeld in Ierland.

Zowel het pay-per-clear als het pay-per-bid principe hebben voor- en nadelen. Het pay-per-bid principe zou in theorie de kosten moeten minimaliseren, aangezien iedereen betaald wordt naargelang zijn offerte, terwijl in een pay-per-clear mechanisme iedere geselecteerde capaciteit de prijs van de duurste offerte die werd geselecteerd ontvangt. Er bestaat echter een risico op manipulatie tijdens pay-per-bid mechanisme, aangezien de aanbidders van capaciteit zich mogelijk niet baseren op hun eigen missing money, maar op hun schatting van de missing money van de duurste eenheid die nog niet geselecteerd wordt.¹⁰⁹ Als ook de duurste eenheid zich baseert op dergelijke schattingen, zal de prijs van de offertes geen missing money meer reflecteren, maar de prijs waarvan men denkt dat deze zal worden betaald onder het mechanisme. Pay-per-clear is in dit opzicht transparanter.

In zowel Ierland als in het Verenigd Koninkrijk worden veilingen volgens het pay-per-clear principe georganiseerd. In Ierland is er echter een uitzondering: omwille van plaatselijke beperkingen worden soms hogere prijzen dan de clearing price geaccepteerd als bepaalde centrales die nodig zijn om de locatie-gerelateerde beperkingen op te lossen een hogere prijs dan de clearing price hadden ingediend.

Een aparte prijs voor bestaande en nieuwe capaciteit is in theorie ook mogelijk, maar werd nergens vastgesteld. Meestal werd er een onderscheid gemaakt tussen bestaande en nieuwe capaciteit door middel van de duur van contracten. Dit lijkt ook de betere optie doordat bestaande en nieuwe capaciteit dan effectief met elkaar concurreren. Het nadeel is echter dat indien de prijs voor nieuwe capaciteit hoger ligt, deze dan ook aan de bestaande capaciteit wordt uitbetaald.

Wat betreft het principe voor het Belgisch mechanisme, zijn beide opties mogelijk, maar moet worden opgemerkt dat de Belgische elektriciteitsmarkt sterk geconcentreerd is, en dat men omzichtig moet zijn met een mechanisme waarin gaming mogelijk is zoals pay-per-bid. Daarom geeft deze analyse een voorkeur aan het pay-per-clear principe, zonder echter het pay-per-bid principe volledig uit te sluiten.

Het is echter wel mogelijk de betalingen te variëren van de algemene clearing price op basis van milieucriteria. Zo kan bijvoorbeeld elke contracthouder een percentage van de clearing price ontvangen. Dit percentage kan een functie zijn van de score van de centrale op vooropgestelde milieucriteria. Indien capaciteit beter voldoet aan de criteria kan het een hoger percentage van de clearing price krijgen. Hoewel deze optie interessant lijkt, dient te worden onderzocht of de complexiteit ervan niet tot hogere prijzen zal leiden. Ook moeten de goede milieucriteria worden opgesteld, zoveel mogelijk pollutie effecten te wijten aan elektriciteitsopwekking in rekening brengen.

¹⁰⁸ "Publication of I-SEM CRM Capacity Market Code ... - SEM Committee." 2 Jun. 2017, <https://www.semcommittee.com/news-centre/publication-i-sem-crm-capacity-market-code-decision>. Accessed 21 Feb. 2018.

¹⁰⁹ "studie - CREG." 4 Jun. 2015, <http://www.creg.be/sites/default/files/assets/Publications/Studies/F1422NL.pdf>. Accessed 21 Feb. 2018.

Hoeveel rondes worden er georganiseerd?

Het aantal rondes moet worden bepaald. Het voordeel van meerdere rondes is dat mogelijk een lagere prijs wordt bereikt doordat aanbieders tijdens de veiling op de hoogte zijn van welke capaciteit nog meedoet aan een bepaalde prijs.

Zoals hierboven beschreven varieert het aantal rondes tussen één ronde in Ierland tot vijftien rondes in het Verenigd Koninkrijk.

Wat betreft het aantal rondes in een Belgisch capaciteitsmechanisme wijst deze analyse naar het nut van verschillende rondes om de prijs te drukken, doordat de verschillende participanten tegen elkaar worden uitgespeeld. Er wordt dan ook aangeraden om meerdere rondes te organiseren.

Hoeveel transparantie wordt er in de veiling geïntroduceerd?

De transparantie in de veiling is gerelateerd met het aantal rondes. Door een zekere mate van transparantie kunnen de participanten uit elkaar worden gespeeld. Een teveel aan transparantie kan echter leiden tot een te goede kennis van elkaars positie, wat het resultaat duurder kan maken.

Er zijn verschillende graden in transparantie tussen het Brits en Iers mechanisme. Het Iers mechanisme is totaal niet transparant, aangezien het uit één ronde bestaat waarna de actoren worden geïnformeerd over de clearing price en de geselecteerde capaciteit. In het Brits systeem is er een grotere mate van transparantie, aangezien na elke ronde wordt aangekondigd hoeveel capaciteit nog meedoet bij de floor price van de ronde, welke op voorhand wordt bepaald. Hierdoor weten de participanten hoeveel capaciteit er nog meedoet, en wordt de veiling competitiever.

In het Brits systeem wordt echter niet gespecificeerd welke capaciteit op welk moment nog in de veiling zit, en welke laagste prijs ze hebben ingediend. Dit zou tot hogere prijzen kunnen leiden aangezien in dat geval dan net onder de eenheid die niet geselecteerd wordt zou worden geboden.

Wat betreft de transparantie in het Belgisch systeem wordt op basis van voorgaande analyse aangeraden om een vergelijkbare hoeveelheid transparantie als in het Brits systeem te introduceren teneinde de capaciteitsprijzen te drukken.

Bestaan er nog andere beperkingen die moeten worden meegenomen in het veilproces?

Andere beperkingen, zoals de locatie-gebonden beperkingen in het Iers mechanisme kunnen een invloed hebben op de werking van de veilingen.

Er werden echter geen andere beperkingen gevonden tijdens deze analyse die de werking van het mechanisme zouden moeten veranderen.

2.2.10.6 Secundaire markt voor capaciteitscontracten

In elk gecentraliseerd mechanisme dat werd bestudeerd bestaat er een secundaire markt zodat houders van de capaciteitscontracten hun contracten kunnen commercialiseren. Dit verhoogt de liquiditeit van de contracten. Verder vermindert de secundaire handel ook het risico op boetes indien houders van capaciteitscontracten hun verplichtingen niet kunnen nakomen. Een verhoogde liquiditeit en vermindering van het risico leidt tot een lagere clearing price.

In het Brits mechanisme is secundaire handel toegestaan. Zowel fysieke handel van het contract, een reallocatie van het volume en andere financiële hedge instrumenten zijn toegelaten. Wat betreft de fysieke handel van het contract, moet dit gebeuren met een partij die ook geprekwalificeerd was voor de veiling. De fysieke handel mag plaatsvinden na de T-1 veiling en tijdens het leveringsjaar. Een reallocatie van het volume houdt in dat partijen die meer hebben geleverd dan voor wat ze gecontracteerd zijn tijdens een stressperiode dit overtollig volume kunnen overdragen aan een houder van een capaciteitscontract die niet voldoende heeft geproduceerd tijdens dit stressmoment. Er bestaan echter limieten aan hoeveel overtollig volume kan worden gerealloceerd.¹¹⁰

¹¹⁰ "EMR Portal - Secondary-Trading - EMR Delivery Body's."
<https://www.emrdeliverybody.com/CM/Secondary-Trading.aspx>. Accessed 21 Feb. 2018.

Ook in het Iers mechanisme is een secundaire markt voorzien. Deze is echter nog niet operationeel. De capaciteitsmarkt staat echter toe om hun verplichtingen te verminderen tijdens periodes van gepland onderhoud. Bovendien kan er ook in de Ierse capaciteitsmarkt financieel gehedged worden met andere producten buiten de capaciteitsmarkt.¹¹¹

Ook in het Italiaans mechanisme is een secundaire markt voorzien die elke week plaatsvindt, en waarop de houders van contracten hun posities kunnen aanpassen.¹¹²

Te nemen beslissingen over de secundaire markt voor capaciteitscontracten

Er moet beslist worden of er een secundaire markt voor capaciteitscontracten wordt georganiseerd. Indien beslist wordt om een secundaire markt te organiseren, dan ook wat de marktrefels zijn en hoe de rollen verdeeld zijn.

Wordt er een secundaire markt georganiseerd?

Gezien de voordelen die een secundaire markt biedt, wordt aanbevolen om een secundaire markt te organiseren.

Wat zijn de marktrefels?

Als een secundaire markt wordt georganiseerd, is het nodig om marktrefels op te stellen. Dit moet gebeuren tijdens de implementatiefase. De marktrefels van de bestaande secundaire markten onder de andere mechanismen kunnen een interessante startbasis bieden voor deze oefening.

Meer bepaald zijn de twee producten die in het Verenigd Koninkrijk bestaan - de reallocatie van het volume en de fysieke handel in capaciteitscontracten - interessante opties die kunnen worden overwogen voor een secundaire markt van een Belgisch mechanisme.

Het is belangrijk dat indien deze producten worden geïntroduceerd, capaciteit die via deze secundaire markten een deel van het capaciteitscontract of volume overnemen, voldoen aan dezelfde voorwaarden gesteld aan de capaciteit die de contracten in de primaire markt verzekerd had, zoals bijvoorbeeld de criteria van prekwificatie, extra criteria met betrekking tot milieubescherming etc.

Wat zijn de rollen in de secundaire markt?

Als een secundaire markt wordt opgericht is het nodig tenminste de volgende rollen te definiëren: de rol van organisator van de secundaire markt, en de rol van toezichthouder van de secundaire markt. Tijdens de implementatiefase moeten deze en mogelijk andere rollen worden gedefinieerd, en moet worden bepaald welke partijen hiervoor het meest geschikt zijn.

2.2.11 Tijdelijk voor implementatie

De implementatie van een capaciteitsmechanisme is specifiek voor de nationale omgeving waarin deze verloopt. Algemeen beschouwd, kan deze worden opgesplitst in 3 fasen:

1. Conceptie van het mechanisme;
2. Akkoord van de Europese Commissie;
3. Periode van de veiling en opbouw.

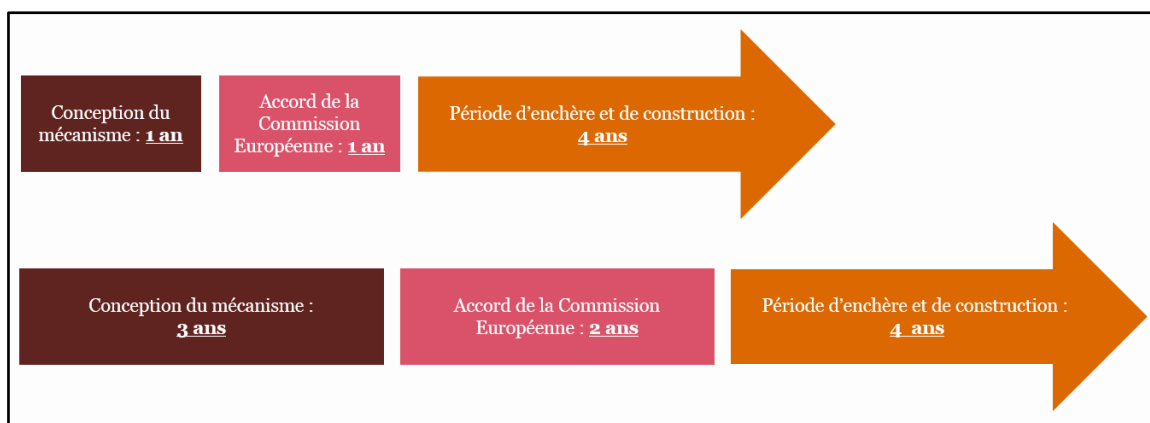
Losstaand van de derde fase die contractueel werd vastgelegd op vier jaar, periode tussen de eerste veiling en de datum waarop de capaciteit beschikbaar moet zijn, varieert de duur van de fasen 1 en 2 naargelang van de elementen waarop het Belgische beleid min of meer controle heeft en die eigen zijn aan elk land. Ook al hebben Ierland en Groot-Brittannië hun respectieve CRM's in 8 jaar tijd geïmplementeerd, is het dus moeilijk om te garanderen dat België in staat is om dit sneller te

¹¹¹ "A Helicopter Guide to Understanding the Capacity Market." 27 Jul. 2017, <http://www.sem-o.com/ISEM/General/Capacity%20Market%20-%20A%20Helicopter%20Guide%20to%20Understanding%20the%20Capacity%20Market.pdf>. Accessed 21 Feb. 2018.

¹¹² "schema di proposta di disciplina del sistema di remunerazione della" <http://download.terna.it/terna/0000/0107/88.pdf>. Accessed 21 Feb. 2018.

realiseren. Ook al kan ons land profiteren van de ervaring van de Europese voorlopers, zal het toch moeten afrekenen met een moeilijker politieke omgeving. Energie is immers een zowel gewestelijke als federale bevoegdheid. De vier ministers die bevoegd zijn voor deze portefeuille, moeten dus tot een akkoord komen over bepaalde modaliteiten die een impact hebben op de 2 machtsniveaus. De onderstaande grafiek geeft twee scenario's. Het bovenste scenario wordt gekenmerkt door een snelle invoering van het mechanisme. Daarvoor is een belangrijke pro-activiteit nodig vanwege de Belgische politiek om de Europese Commissie een CRM te kunnen voorleggen dat beantwoordt aan alle door de Commissie opgelegde criteria. Het onderste scenario laat een situatie zien waarbij de besluitvorming tussen het gewestelijke en federale niveau minder snel verloopt, waarbij bepaalde aspecten van het mechanisme dat wordt voorgelegd aan de Europese Commissie moeten worden herzien of het voorwerp zijn van een beroepsprocedure. In de beide gevallen stellen we een niet te reduceren periode vast van vier jaar voor de terbeschikkingstelling van nieuwe capaciteiten.

Figuur 28: Implementatieduur (3 fasen)



Overzicht van de beslissingen die genomen moeten worden op federaal en/of gewestelijk niveau en die de invoering van het mechanisme zouden kunnen vertragen:

- Beslissingen met betrekking tot de *Price Cap*;
- Beslissingen met betrekking tot de vraagcurve;
- Beslissingen met betrekking tot de duur van de ondersteuning voor de nieuwe capaciteiten;
- Beslissingen met betrekking tot de referentieprijs;
- Beslissingen met betrekking tot de *strike price*;
- Beslissingen met betrekking tot een *Stop Loss Limit*;
- Beslissingen met betrekking tot de reductiefactor van de verschillende technologieën;
- Beslissingen met betrekking tot het ontwerp van de veilingen;
- Beslissingen met betrekking tot eventuele bijkomende boetes;
- ...

Deze studie formuleert voorstellen en aanbevelingen met betrekking tot bepaalde hierboven vermelde beslissingen. In sommige gevallen zou een meer technische analyse aangewezen zijn. In andere is het de taak van de politiek om een standpunt in te nemen op grond van de strategie die wordt gevolgd door de regering.

We noteren dat in 2018 de Europese Commissie de strategische reserve heeft goedgekeurd tot de winter van 2021 - 2022. Dat betekent dat in het geval waarin het mechanisme snel zou worden ingevoerd, er een interactie tussen beide systemen mogelijk zou zijn. In dat geval zou de doelstelling van België erin bestaan om de strategische reserve geleidelijk aan te vervangen door haar nieuwe remuneratiemechanisme.

*Raming van de
kostprijs van het
CRM*

3

3.1 Inleiding

De raming van de totale kostprijs van het CRM kan worden opgesplitst in 3 delen:

- a. Het eerste deel bestaat erin om het bedrag te bepalen dat zal worden gestort aan de actoren die op voldoende wijze zijn ingegaan op de georganiseerde veilingen. Ter herinnering: dit bedrag moet theoretisch in de buurt komen van het *missing money*;
- b. Het tweede deel bestaat erin om het bedrag te bepalen van de *paybacks* die door de actoren worden teruggestort. Ter herinnering: dit bedrag is het verschil tussen de elektriciteitsprijs en de *strike price*, wanneer die eerste hoger is dan de tweede.
- c. Het laatste deel bestaat in de evaluatie van de operationele kosten van het CRM. Deze lasten bestaan in hoofdzaak uit kosten voor het personeel dat actief betrokken zal zijn bij het dagelijks beheer van het mechanisme.

Dit hoofdstuk wil, enerzijds, een voorstelling geven van de hypothesen die werden opgesteld in de opbouw van het model en, anderzijds, van de verkregen resultaten. Om een antwoord te bieden op de onzekerheid die inherent is aan de geformuleerde hypothesen, zal ¹¹³op het einde van het hoofdstuk ook een analyse worden gemaakt van de gevoeligheid van de belangrijkste parameters.

3.2 Hypotheses

Het totale bedrag van de capaciteitsbetaling die wordt gestort aan de actoren die op voldoende wijze hebben geantwoord op de veilingen alsook de eventuele paybacks berusten op negen hypothesen:

3.2.1 De totale capaciteit die wordt vergoed door het CRM

Op basis van een studie verricht door de beheerder van het Belgische transmissienet (Elia, 2017)¹¹⁴, werd de vraagpiek geraamd op **13.600 MW** voor het neutrale scenario. Deze waarde stemt overeen met het gemiddelde van de drempel- en plafondwaarden van de geraamde vork, zijnde respectievelijk 12.800 MW en 14.500 MW.

3.2.2 Ontbrekende capaciteit

De wet van 28 juni 2015 tot wijziging van de wet van 31 januari 2003 omtrent de planning van de kernuitstap voorziet een geleidelijke stillegging van de 6 Belgische centrales. De beheerder van het Belgische transmissienet publiceerde een studie (Elia, 2017) waarin hij de behoefte aan nieuwe capaciteit raamt op **3.600 MW**¹¹⁵. De studie vermeldt dat in het geval waarin de hypothesen die werden ontwikkeld met betrekking tot de interconnecties, niet gerealiseerd zouden worden, nog eens 2.000 MW extra nodig zouden kunnen zijn.

3.2.3 Clearing price van de veilingen voor de nieuwe capaciteit (jaar 1)

De raming van de *clearing price* is gebaseerd op een benchmark van de landen die reeds hun CRM hebben geïmplementeerd, op gegevens die beschikbaar zijn in de Elia-studie (17) en op een model dat werd ontwikkeld door PwC om het bedrag te bepalen van de steun die nodig is voor een nieuwe CCGT-centrale.

¹¹³ "Electricity scenarios for Belgium towards 2050 - Elia." 14 Nov. 2017, http://www.elia.be/~media/files/Elia/About-Elia/Studies/20171114_ELIA_4584_AdequacyScenario.pdf. Accessed 20 Feb. 2018.

¹¹⁴ "Adequacy study for Belgium: the need for strategic reserve for winter" http://www.elia.be/en/about-elia/newsroom/news/2017/20171130_Strategic-reserve-for-winter-2018-19. Accessed 20 Feb. 2018, page 48.

¹¹⁵ "In each future scenario for 2050 there is, as of 2025, a need for additional adjustable (thermal) generation capacity in order to cope with the shock of the nuclear exit and guarantee security of supply. In the event of a full nuclear phase-out by 2025, that will be at least 3.6GW" (Elia, 2017).

Landen	Clearing price	Commentaar
Groot-Brittannië	De 2017 T-4 <i>clearing price</i> is gelijk aan 8.400 GBP/MW per jaar; De 2016 T-4 <i>clearing price</i> is gelijk aan 22.500 GBP/MW per jaar; De 2015 T-4 <i>clearing price</i> is gelijk aan 18.000 GBP/MW per jaar; De 2014 T-4 <i>clearing price</i> is gelijk aan 19.400 GBP/MW per jaar.	Hierbij dienen twee punten onderstreept te worden. In de eerste plaats omvat het Britse mechanisme geen <i>strike price</i> . Dit heeft tot gevolg dat de actoren kunnen profiteren van periodes met hoge elektriciteitsprijzen. In theorie beperkt dit bedrag dat wordt gevraagd tijdens de veilingen. Vervolgens is het percentage nieuwe capaciteit dat op een voldoende wijze beantwoordt aan de veilingen, vrij laag (van 1 tot 2% van de totale gecontracteerde capaciteit).
Ierland	De T-1 <i>clearing price</i> bedraagt 41.800 EUR/MW per jaar.	248 MW aan nieuwe capaciteit voor een totaal van 9.066 MW gecontracteerde capaciteit.
Frankrijk	De offerteaanvraag werd verkregen door een gasgestookte centrale voor een bedrag van 94.000 € per megawatt per jaar gedurende 20 jaar.	Deze offerteaanvraag is specifiek omdat ze beantwoordt aan een behoefte van een geïsoleerde regio. De mededinging op de elektriciteitsmarkt in Frankrijk is niet verstoord.

De Belgische elektriciteitsmarkt tegen de horizon 2025-2030 verschilt van de andere Europese landen. De geleidelijke kernuitstap zou leiden tot een capaciteitsgebrek dat wordt geraamd op 3.600 MW. In tegenstelling tot de remuneratiemechanismen in de Europese buurlanden die worden gekenmerkt door een beperkt aandeel nieuwe capaciteit, zou het Belgisch mechanisme dus in staat moeten kunnen zijn om voldoende nieuwe investeringen aan te trekken.

De *clearing price* van de eerste veiling werd bepaald op **EUR 83.000 per MW** per jaar. Deze waarde ligt hoger dan de hierboven vermelde veilingen, met uitzondering van de Franse situatie. Ze werd bepaald op basis van een geëxtrapoleerde raming van de gegevens die beschikbaar zijn in de Elia-studie en op basis van een model dat ontwikkeld werd door PwC voor een CCGT. We moeten hierbij wel onderstrepen dat in het jaar 1, de *clearing price* overeenstemt met het antwoord op een veiling waar een belangrijke behoefte is aan nieuwe capaciteit, en niet met het probleem van *missing money* van de bestaande actoren. Ter herinnering: de *clearing price* in T=1 zal worden toegekend aan de nieuwe capaciteiten voor een duur van 15 jaar, aan de bestaande capaciteiten die materiële aanpassingen doorvoeren voor een duur van 3 jaar en aan bestaande capaciteiten voor een duur van 1 jaar.

De resultaten zullen een gevoeligheidsanalyse inhouden van de totale kostprijs van het CRM die wordt bijgewerkt op basis van de waarde die in aanmerking wordt genomen voor de *clearing price* van de eerste veiling.

3.2.4 Clearing price voor de bestaande capaciteiten (Jaren>1)

Er wordt een onderscheid gemaakt tussen de *clearing price* van jaar 1 en die van de volgende jaren. Dit verschil vloeit voort uit een aanzienlijk punctueel capaciteitsgebrek naar aanleiding van de sluiting van de kerncentrales. Op basis van wat *hierboven* werd uiteengezet met betrekking tot de waarde van de *clearing price* in jaar 1, wil de logica dat de *clearing price* van de latere veilingen lager ligt omdat de ontbrekende capaciteit ook minder is en de concurrentie sterker. De *clearing price* van de bestaande capaciteiten werd geraamd op **19.600 EUR/MW** per jaar. Deze raming is gebaseerd op het gemiddelde van de Engelse *clearing prices* voor de T-4 van 2014 tot 2017. We noteren dat de *clearing price* in theorie gelijk zou kunnen zijn aan 0 in het geval waarin de signalen van de elektriciteitsmarkt positief zijn en wanneer de beschikbare capaciteit hoger ligt dan de noodzakelijke capaciteit. Ter herinnering: de doelstelling van het CRM is om in te spelen op het probleem van het *missing money*. Op een efficiënte markt zou dit probleem niet mogen voorkomen. In dat geval zou de *clearing price* gelijk kunnen zijn aan 0.

Ook al zouden de *clearing prices* van het Engelse mechanisme in theorie lager moeten zijn omdat ze geen rekening houden met het principe van *depayback*, kan de gemiddelde waarde in stand worden gehouden door het feit dat de *clearing price* in theorie de neiging zou moeten vertonen om te verminderen naarmate het CRM aan de rijpheid wint.

De aandacht van de lezer moet ook nog worden gevestigd op het feit dat de rendabiliteit van een centrale en, *in fine*, van het *missing money* van de actoren die aanwezig zijn op de elektriciteitsmarkt, afhangt van een aantal factoren zoals de prijs van de elektriciteit, de CO₂, het aantal werkingsuren, de kostprijs van het gas,... De volatiliteit van deze factoren is aanzienlijk. De verkregen resultaten moeten ook met enige omzichtigheid worden benaderd.

3.2.5 Strike price

Voor de analyse werd de *strike price* vastgelegd op **350 EUR/MWh**. De waarde van de *strike price* zal een impact hebben op het bedrag van de veilingen omdat die waarde een invloed heeft op de hoogte van de mogelijke winsten van de actoren die deelnemen aan de vergoeding. De belangrijkste doelstelling van de *strike price* is het vermijden van windfall profits. Een te lage waarde kan weliswaar de kosten van het CRM drukken, maar kan eventueel ook de elektriciteitsmarkt verstoren. Er zal een analyse worden uitgevoerd van de gevoeligheid van de impact van de schommelingen van de *strike price* op de kostprijs van het mechanisme. Ter herinnering: de waarde van de *strike price* wordt doorgaans bepaald op basis van de waarde van de marginale kostprijs van een bepaalde technologie. Het vorige hoofdstuk gaat uit van een waarde die kan worden gesitueerd tussen 200 € per megawatt en 500 € per megawatt. De hypothese van 350 € per megawattuur is de gemiddelde waarde.

Hierbij moet worden onderstreept dat het bedrag van de *strike price* geen al te grote invloed zou mogen hebben op de totale kostprijs van het CRM omdat de deelnemers aan de veilingen hun prijzen zullen bepalen op basis van de waarde van de *strike price*. De waarde van de veilingen wordt negatief gekoppeld aan de waarde van de *strike price*. Met andere woorden, hoe hoger de *strike price*, hoe lager ook de waarde van de veilingen zal zijn. Met andere woorden, een toename van de *strike price* zou de *clearing price* lichtjes doen dalen. Een daling van de *strike price* zou de *clearing price* lichtjes doen stijgen. De uiteindelijke impact zou dezelfde zijn op de totale kostprijs van het mechanisme.

3.2.6 Gemiddelde van de marktprijzen hoger dan de strike price

Het gemiddelde van de marktprijzen hoger dan de *strike price* wordt geraamd op **400 EUR/MWh**. De waarde die wordt gehanteerd, is een benadering die werd bepaald voor de duur waarvoor de kostprijs van het CRM werd gemeten. Ook al bestaat de kans dat deze in de loop van deze periode van 15 jaar nog verandert, is er momenteel geen informatie beschikbaar die het mogelijk maakt om een meer precieze raming te geven.

3.2.7 Gemiddelde van de uren dat de marktprijs hoger is dan de strike price

Het gemiddelde van de uren dat de marktprijs hoger is dan de *strike price*, wordt geraamd op **15 uur**. De waarde die wordt gehanteerd is een benadering die werd bepaald voor de duur waarvoor de kostprijs van het CRM werd gemeten. Ook al bestaat de kans dat deze in de loop van deze periode van 15 jaar nog verandert, is er momenteel geen informatie beschikbaar die het mogelijk maakt om een meer precieze raming te geven. Bij wijze van vergelijking: de *day-ahead* elektriciteitsprijs overschreed de drempel van 80 € per megawattuur slechts gedurende 3% van de tijd in 2016 (CREG, 2016)¹¹⁶, met andere woorden iets meer dan 260 uur. Daarom lijkt de stelling dat de marktprijs gedurende 15 uur de drempel van 350 € per megawattuur zal overschrijden, eerder optimistisch. Er zou een meer precieze analyse van de *price duration curve* gemaakt moeten worden om de onzekerheid weg te nemen die er heerst omtrent de twee laatste hypothesen.

3.2.8 Duur van het mechanisme

Het model houdt rekening met een vergoeding van 15 jaar. Deze hypothese berust op het feit dat de elektriciteitsprijs in 2040 voldoende hoog zou kunnen zijn om elk probleem met *missing money*¹¹⁷ te vermijden. Deze hypothese kan op het eerste zicht optimistisch lijken. Ze berust op de idee dat het CRM een antwoord dient te geven op het probleem van het *missing money* dat ontstaat door de energie-overgang.

De duur van het mechanisme mag niet worden verward met de duur van de steun die 15 jaar bedraagt voor de nieuwe capaciteiten, 3 jaar voor de capaciteiten waarvoor investeringen nodig zijn en 1 jaar voor de bestaande capaciteiten. Dit betekent dat de nieuwe capaciteiten die zouden komen tot T=15, ondersteund zouden worden langer dan de duur van het mechanisme (zijnde 5 jaar meer).

3.2.9 WACC

Een WACC van **8,5%** wordt gehanteerd om de bedragen te actualiseren die worden gestort in de loop van de 15 jaar waarvan sprake in het model. Dit cijfer vloeit voort uit een studie die in 2015 werd geanalyseerd door Deloitte et Bloomberg¹¹⁸.

3.3 Resultaat van het model

3.3.1 Samenvatting van de hypothesen

De resultaten die worden voorgesteld in deze rubriek houden geen rekening met de operationele kosten die zijn gekoppeld aan de invoering en het dagelijks beheer van het remuneratiemechanisme. Met andere woorden, ze houden alleen maar rekening met de kosten die zijn gekoppeld aan de betalingen van de veilingen en aan het gerecupereerde gedeelte wanneer de elektriciteitsprijs de *strike price* overschrijdt.

De onderstaande tabel vat de 9 hypothesen samen die worden geformuleerd in de voorgaande hoofdstukken en die worden gebruikt in een model dat werd ontwikkeld om de kostprijs te bepalen van het mechanisme voor de vergoeding van de capaciteit.

¹¹⁶ "Study on the functioning and price evolution of the Belgian wholesale" 28 Sep. 2017, <http://www.creg.be/sites/default/files/assets/Publications/Studies/F1609EN.pdf>. Accessed 21 Feb. 2018.

¹¹⁷ "Electricity scenarios for Belgium towards 2050 - Elia." 14 Nov. 2017, http://www.elia.be/~media/files/Elia/About-Elia/Studies/20171114_ELIA_4584_AdequacyScenario.pdf. Accessed 21 Feb. 2018.

¹¹⁸ "Overview of business valuation parameters in the energy ... - Deloitte." 30 Jun. 2015, https://www2.deloitte.com/content/dam/Deloitte/it/Documents/energy-resources/Pubblicazione%20Energy%202015_ENG-def.pdf. Accessed 21 Feb. 2018.

Tabel 1: Hypotheses van het model om de kostprijs van het CRM te evalueren

Parameters	Waarde
<i>Totale capaciteit vergoed door het CRM</i>	13.600 MW (1)
<i>Ontbrekende capaciteit</i>	3.600 MW (2)
<i>Clearing price van de veilingen voor de nieuwe capaciteit (jaar 1)</i>	83.000 EUR/MW/jaar (3)
<i>Clearing price voor de bestaande capaciteiten (Jaren >1)</i>	19.600 EUR/MW/jaar (4)
<i>Strike price</i>	350 EUR/MWh (5)
<i>Gemiddelde van de marktprijzen hoger dan de strike price</i>	400 EUR/MWh (6)
<i>Gemiddelde van de uren dat de marktprijs hoger is dan de strike price</i>	15 uren (7)
<i>Duur van het mechanisme</i>	15 jaar (8)
WACC	8,5% (9)

Bovenop de *hierboven* vermelde hypothesen, dient te worden onderstreept dat:

- De totale vergoede capaciteit jaarlijks wordt geïndexeerd met 0,52% om dezelfde trend te kunnen volgen als het elektriciteitsverbruik;
- De clearing price van de veilingen $T = 1$ werd geïndexeerd met 2%¹¹⁹;
- De clearing price voor de veilingen $T > 1$ werd geïndexeerd met 2% per jaar;

3.3.2 Beschrijving van het model

Het model bestaat uit 2 onderdelen. Enerzijds moet het bedrag van de vergoedingen worden geraamd. Anderzijds moet het bedrag van de paybacks worden bepaald. Tot slot, om de totale kostprijs te kunnen berekenen van het CRM, moet het totaalbedrag van de *paybacks* worden afgetrokken van het totaalbedrag van de vergoedingen. De vergelijkingen die gebruikt worden om deze 2 bedragen te berekenen, worden hieronder vermeld.

¹¹⁹ Men dient te bepalen in de *Market Code* of de waarde al dan niet wordt geïndexeerd en, zo ja, met welke waarde.

3.3.2.1 Bedrag van de vergoeding van de capaciteit

Het bedrag van de vergoeding van de capaciteit kan worden beschouwd als de som van de vergoedingen die worden gestort aan de bestaande capaciteiten en van de vergoedingen die worden gestort aan de nieuwe capaciteiten.

Jaarlijkse vergoeding van de capaciteit in T = 1	
Jaarlijkse vergoeding van de nieuwe capaciteit	3.600 MW*83.000 EUR/MW (Hypothese 3* Hypothese 2)
Jaarlijkse vergoeding van de bestaande capaciteit	10.000MW*83.000 EUR/MW (Hypothese 3* Hypothese 2)

--> Zoals *hierboven* uiteengezet, krijgt alle capaciteit die deelneemt aan de eerste veiling het bedrag dat wordt gestort aan de nieuwe capaciteiten (principe van de technologische neutraliteit).

Jaarlijkse vergoeding van de capaciteit in T>1	
Jaarlijkse vergoeding van de nieuwe capaciteit	3.600 MW*83.000 EUR/MW (Hypothese 3* Hypothese 2)
Jaarlijkse vergoeding van de bestaande capaciteit	10.000MW*19.6000 EUR/MW (Hypothese 3*Hypothese 4)

--> Vanaf T=2, moet het bedrag van de veilingen lager zijn omdat de markt geen aanzienlijk capaciteitsgebrek meer heeft. Noteer dat de nieuwe capaciteiten genieten van een vergoeding van 83.000 EUR/MW voor 15 jaar. Daarom wordt een onderscheid gemaakt tussen de nieuwe capaciteit en de bestaande capaciteit.

--> Om de totale geactualiseerde waarde te bepalen van de kostprijs van de vergoedingen, moeten deze twee berekeningen over 15 jaar worden geëxtrapoleerd waarbij de indexatiehypothesen worden toegepast die worden vermeld op het einde van het vorige hoofdstuk. Deze extrapolatie dient vervolgens geactualiseerd te worden door de formule van de VAN toe te passen met een WACC van 8,5% (zie hypothese 9).

3.3.2.2 Bedrag van de paybacks

Het jaarlijks bedrag van de paybacks moet worden berekend op basis van de volgende vergelijking:

$$\text{Payback per jaar} = ((\text{Hypothese 6} - \text{Hypothese 5})) * (\text{Hypothese 7}) * (\text{Hypothese 1})$$

$$\text{Payback per jaar} = \left(400 \frac{\text{EUR}}{\text{MWh}} - 350 \frac{\text{EUR}}{\text{MWh}} \right) * (15 \text{ uren}) * (13.600 \text{ MW})$$

--> Om de totale geactualiseerde waarde te bepalen van de paybacks, moet deze berekening over 15 jaar worden geëxtrapoleerd waarbij de indexatiehypothesen worden toegepast die worden vermeld op het einde van het vorige hoofdstuk. Deze extrapolatie dient vervolgens geactualiseerd te worden door de formule van de VAN toe te passen met een WACC van 8,5% (zie hypothese 9).

3.3.3 Resultaten

Het model biedt een geactualiseerde nettowaarde van **5,2 miljard €** over 15 jaar, wat neerkomt op een jaarlijkse kostprijs van **345 miljoen €**. Deze waarde wordt gevormd door twee hoofdbedragen. Enerzijds wordt de waarde van de vergoeding geactualiseerd naar 5,3 miljard € op 15 jaar, wat neerkomt op een jaarlijkse som van 351 miljoen €. Anderzijds wordt de waarde van de paybacks geraamd op 87,2 miljoen op 15 jaar, wat neerkomt op een jaarlijks bedrag van 5,8 miljoen €. Deze paybacks moeten worden afgetrokken van de capaciteitsvergoeding om te kunnen komen tot de "nettokostprijs", in de rest van het verslag de totale kostprijs van het CRM genoemd.

3.4 Gevoeligheidsanalyse

Bedoeling van dit hoofdstuk is om de onzekerheid weg te werken omtrent de parameters die worden gebruikt in het model. Zoals *hierboven* uiteengezet, hangt de rendabiliteit op de elektriciteitsmarkt af van een aantal ongekende factoren zoals de prijs van de CO₂, de gasprijs, de technologische ontwikkelingen,... De resultaten die volgen, moeten de lezer in staat stellen om zijn eigen scenario op te stellen en alle mogelijke situaties in ogenschouw te nemen. Het is evenwel belangrijk om te onderstrepen dat de hypothesen die werden uiteengezet in het vorige hoofdstuk, de hypothesen zijn die het meest zin hebben op basis van de informatie die momenteel beschikbaar is.

3.4.1 Variatie van de clearing price in $T = 1$ en $T > 1$

De geactualiseerde nettowaarde van de kostprijs van de capaciteitsvergoeding wordt geraamd op 5,2 miljard € (grijs gearceerde zones). In het geval waarin de *clearing price* in $T=1$ vergelijkbaar is met de prijs die kan worden vastgesteld in Ierland, zijnde ongeveer 40.000 € per megawattuur en de *clearing price* in $T>1$ vergelijkbaar is met de prijs op de jongste Britse veiling, zijnde ongeveer 10.000 € per megawatt, zou de totale kostprijs van het CRM 2,5 miljard € bedragen, te verdelen over 15 jaar. In een meer pessimistisch scenario waarbij de *clearing price* in $T = 1$ en $T > 1$ respectievelijk 100.000 € en 30.000 € bedragen, kan de totale kostprijs van het CRM toenemen met 1,6 miljard € en afklokken op 7,1 miljard €.

Tabel 2: Variatie van de clearing prices (Geactualiseerde nettobedragen)

		Clearing price new built													
Clearing price existing	5.173.057.723	35.000	40.000	45.000	50.000	55.000	60.000	65.000	70.000	75.000	80.000	85.000	90.000	95.000	100.000
	-	1.406.475.521	1.619.855.021	1.833.234.521	2.046.614.022	2.259.993.522	2.473.373.022	2.686.752.522	2.900.132.022	3.113.511.522	3.326.891.022	3.540.270.523	3.753.650.023	3.967.029.523	4.180.409.023
	3.000	1.669.455.980	1.882.835.481	2.096.214.981	2.309.594.481	2.522.973.981	2.736.353.481	2.949.732.981	3.163.112.481	3.376.491.982	3.589.871.482	3.803.250.982	4.016.630.482	4.230.009.982	4.443.389.482
	6.000	1.932.436.440	2.145.815.940	2.359.195.440	2.572.574.940	2.785.954.440	2.999.333.940	3.212.713.440	3.426.092.941	3.639.472.441	3.852.851.941	4.066.231.441	4.279.610.941	4.492.990.441	4.706.369.942
	9.000	2.195.416.899	2.408.796.399	2.622.175.899	2.835.555.399	3.048.934.899	3.262.314.400	3.475.693.900	3.689.073.400	3.902.452.900	4.115.832.400	4.329.211.900	4.542.591.400	4.755.970.901	4.969.350.401
	12.000	2.458.397.358	2.671.776.858	2.885.156.358	3.098.535.858	3.311.915.359	3.525.294.859	3.738.674.359	3.952.053.859	4.165.433.359	4.378.812.859	4.592.192.360	4.805.571.860	5.018.951.360	5.232.330.860
	15.000	2.721.377.817	2.934.757.317	3.148.136.818	3.361.516.318	3.574.895.818	3.788.275.318	4.001.654.818	4.215.034.318	4.428.413.818	4.641.793.319	4.855.172.819	5.068.552.319	5.281.931.819	5.495.311.319
	18.000	2.984.358.276	3.197.737.777	3.411.117.277	3.624.496.777	3.837.876.277	4.051.255.777	4.264.635.277	4.478.014.778	4.691.394.278	4.904.773.778	5.118.153.278	5.331.532.778	5.544.912.278	5.758.291.778
	21.000	3.247.338.736	3.460.718.236	3.674.097.736	3.887.477.236	4.100.856.736	4.314.236.236	4.527.615.737	4.740.995.237	4.954.374.737	5.167.754.237	5.381.133.737	5.594.513.237	5.807.892.737	6.021.272.238
	24.000	3.510.319.195	3.723.698.695	3.937.078.195	4.150.457.695	4.363.837.196	4.577.216.696	4.790.596.196	5.003.975.696	5.217.355.196	5.430.734.696	5.644.114.196	5.857.493.697	6.070.873.197	6.284.252.697
	27.000	3.773.299.654	3.986.679.154	4.200.058.654	4.413.438.155	4.626.817.655	4.840.197.155	5.053.576.655	5.266.956.155	5.480.335.655	5.693.715.155	5.907.094.656	6.120.474.156	6.333.853.656	6.547.233.156
	30.000	4.036.280.113	4.249.659.614	4.463.039.114	4.676.418.614	4.889.798.114	5.103.177.614	5.316.557.114	5.529.936.614	5.743.316.115	5.956.695.615	6.170.075.115	6.383.454.615	6.596.834.115	6.810.213.615
	33.000	4.299.260.573	4.512.640.073	4.726.019.573	4.939.399.073	5.152.778.573	5.366.158.073	5.579.537.573	5.792.917.074	6.006.296.574	6.219.676.074	6.433.055.574	6.646.435.074	6.859.814.574	7.073.194.075

De onderstaande tabel geeft een beeld van de jaarlijks te betalen bedragen (in euro) aan de gecontracteerde capaciteit op de capaciteitenmarkt. Op basis van de drie hierboven bepaalde scenario's:

- In het geval van 83.000/19.600 (voorgesteld in de analyse) → de annuïteit bedraagt 345 miljoen euro per jaar;
- In het geval van 40.000/10.000(Ierland/UK) → de annuïteit bedraagt 166 miljoen euro per jaar;
- In het geval van 100.000/30.000 (pessimistisch) → de annuïteit bedraagt 454 miljoen euro.

Tabel 3: Variatie van de clearing price op het bedrag van de annuïteit (Geactualiseerde nettobedragen)

		Clearing price T = 1													
Clearing price T > 1	344.870,515	35.000	40.000	45.000	50.000	55.000	60.000	65.000	70.000	75.000	80.000	85.000	90.000	95.000	100.000
	-	93.765.035	107.990.335	122.215.635	136.440.935	150.666.235	164.891.535	179.116.835	193.342.135	207.567.435	221.792.735	236.018.035	250.243.335	264.468.635	278.693.935
	3.000	111.297.065	125.522.365	139.747.665	153.972.965	168.198.265	182.423.565	196.648.865	210.874.165	225.099.465	239.324.765	253.550.065	267.775.365	282.000.665	296.225.965
	6.000	128.829.096	143.054.396	157.279.696	171.504.996	185.730.296	199.955.596	214.180.896	228.406.196	242.631.496	256.856.796	271.082.096	285.307.396	299.532.696	313.757.996
	9.000	146.361.127	160.586.427	174.811.727	189.037.027	203.262.327	217.487.627	231.712.927	245.938.227	260.163.527	274.388.827	288.614.127	302.839.427	317.064.727	331.290.027
	12.000	163.893.157	178.118.457	192.343.757	206.569.057	220.794.357	235.019.657	249.244.957	263.470.257	277.695.557	291.920.857	306.146.157	320.371.457	334.596.757	348.822.057
	15.000	181.425.188	195.650.488	209.875.788	224.101.088	238.326.388	252.551.688	266.776.988	281.002.288	295.227.588	309.452.888	323.678.188	337.903.488	352.128.788	366.354.088
	18.000	198.957.218	213.182.518	227.407.818	241.633.118	255.858.418	270.083.718	284.309.018	298.534.319	312.759.619	326.984.919	341.210.219	355.435.519	369.660.819	383.886.119
	21.000	216.489.249	230.714.549	244.939.849	259.165.149	273.390.449	287.615.749	301.841.049	316.066.349	330.291.649	344.516.949	358.742.249	372.967.549	387.192.849	401.418.149
	24.000	234.021.280	248.246.580	262.471.880	276.697.180	290.922.480	305.147.780	319.373.080	333.598.380	347.823.680	362.048.980	376.274.280	390.499.580	404.724.880	418.950.180
	27.000	251.553.310	265.778.610	280.003.910	294.229.210	308.454.510	322.679.810	336.905.110	351.130.410	365.355.710	379.581.010	393.806.310	408.031.610	422.256.910	436.482.210
	30.000	269.085.341	283.310.641	297.535.941	311.761.241	325.986.541	340.211.841	354.437.141	368.662.441	382.887.741	397.113.041	411.338.341	425.563.641	439.788.941	454.014.241
	33.000	286.617.372	300.842.672	315.067.972	329.293.272	343.518.572	357.743.872	371.969.172	386.194.472	400.419.772	414.645.072	428.870.372	443.095.672	457.320.972	471.546.272

3.4.2 Evolutie van de clearing price $T>1$

De *clearing price* in $T>1$ is vastgelegd op 19.600 EUR/MW. Dit bedrag wordt inflatiegewijs met 2% per jaar opgetrokken. In het geval de *clearing price* in de loop der jaren zou zijn afgenomen, zou men kunnen uitkomen op een totale kostprijs over 15 jaar van 4,6 miljard €. De *clearing price* zou kunnen afnemen als gevolg van een toename van de concurrentie of als gevolg van een toename van de elektriciteitsprijzen. Volgens een meer pessimistisch scenario waarbij de *clearing price* met 5% per jaar zou stijgen, zou de totale kostprijs van het CRM, 5,5 miljard euro bedragen.

Tabel 4: Variatie van het groeipercentage (geactualiseerde waarde over 15 jaar)

	Evolution du taux de croissance du clearing price $T>1$										
	-5%	-4%	-3%	-2%	-1%	0%	1%	2%	3%	4%	5%
5.173.057.723	4.570.459.154	4.638.164.906	4.711.153.703	4.789.888.451	4.874.873.119	4.966.656.237	5.065.834.675	5.173.057.723	5.289.031.481	5.414.523.604	5.550.368.399

Tabel 5: Variatie van het groeipercentage (annuïteit)

	Evolution du taux de croissance du clearing price $T>1$										
	-5%	-4%	-3%	-2%	-1%	0%	1%	2%	3%	4%	5%
344.870.515	304.697.277	309.210.994	314.076.914	319.325.897	324.991.541	331.110.416	337.722.312	344.870.515	352.602.099	360.968.240	370.024.560

3.4.3 Variatie van de strike price en van het gemiddelde van de prijzen hoger dan de strike price

Alvorens de impact van de variatie van deze twee parameters te analyseren, moet worden onderstreept dat het *payback*-bedrag slechts 1,7% vertegenwoordigt van de waarde van de bedragen betaald om de capaciteit te vergoeden. In een scenario met lage strike price (250 € per megawattuur) en hoge elektriciteitsprijs (540 € per megawattuur) gedurende 15 uur, zou het bedrag van de *payback* kunnen oplopen tot 505,7 miljoen €. In een scenario waarin de strike price zou aanleunen bij de gemiddelde elektriciteitsprijs wanneer die hoger is dan de *strike price*, zou het bedrag van de *payback* gelijk kunnen zijn aan 7,4 miljoen €.

Hoe dan ook bepaalt de waarde die werd vastgelegd voor de *strike price* het bedrag van de veilingen. Dit heeft tot gevolg dat hetgeen wordt "gewonnen" met de *paybacks* zal worden gecounterd door hogere vergoedingen van de capaciteit.

Tabel 6: Variatie van de strike price en van de hogere gemiddelde prijzen

		Variation du strike price										
	87.180.980	250	270	290	310	330	350	370	390	410	430	450
Variation de la moyenne des prix supérieure au strike price	300	87.180.980	52.308.588	17.436.196	(17.436.196)	(52.308.588)	(87.180.980)	(122.053.372)	(156.925.764)	(191.798.156)	(226.670.548)	(261.542.940)
	320	122.053.372	87.180.980	52.308.588	17.436.196	(17.436.196)	(52.308.588)	(87.180.980)	(122.053.372)	(156.925.764)	(191.798.156)	(226.670.548)
	340	156.925.764	122.053.372	87.180.980	52.308.588	17.436.196	(17.436.196)	(52.308.588)	(87.180.980)	(122.053.372)	(156.925.764)	(191.798.156)
	360	191.798.156	156.925.764	122.053.372	87.180.980	52.308.588	17.436.196	(17.436.196)	(52.308.588)	(87.180.980)	(122.053.372)	(156.925.764)
	380	226.670.548	191.798.156	156.925.764	122.053.372	87.180.980	52.308.588	17.436.196	(17.436.196)	(52.308.588)	(87.180.980)	(122.053.372)
	400	261.542.940	226.670.548	191.798.156	156.925.764	122.053.372	87.180.980	52.308.588	17.436.196	(17.436.196)	(52.308.588)	(87.180.980)
	420	296.415.332	261.542.940	226.670.548	191.798.156	156.925.764	122.053.372	87.180.980	52.308.588	17.436.196	(17.436.196)	(52.308.588)
	440	331.287.724	296.415.332	261.542.940	226.670.548	191.798.156	156.925.764	122.053.372	87.180.980	52.308.588	17.436.196	(17.436.196)
	460	366.160.116	331.287.724	296.415.332	261.542.940	226.670.548	191.798.156	156.925.764	122.053.372	87.180.980	52.308.588	17.436.196
	480	401.032.508	366.160.116	331.287.724	296.415.332	261.542.940	226.670.548	191.798.156	156.925.764	122.053.372	87.180.980	52.308.588
	500	435.904.900	401.032.508	366.160.116	331.287.724	296.415.332	261.542.940	226.670.548	191.798.156	156.925.764	122.053.372	87.180.980
	520	470.777.291	435.904.900	401.032.508	366.160.116	331.287.724	296.415.332	261.542.940	226.670.548	191.798.156	156.925.764	122.053.372
540	505.649.683	470.777.291	435.904.900	401.032.508	366.160.116	331.287.724	296.415.332	261.542.940	226.670.548	191.798.156	156.925.764	

3.4.4 Variatie van de gemiddelde duur boven de strike price

Het model gaat er vanuit dat de elektriciteitsprijs hoger zal zijn dan de *strike price* gedurende 15 uur per jaar. In een scenario waarbij deze duur oploopt tot 25 uur, is het mogelijk dat het bedrag van de *payback* bijna verdubbelt om te komen tot een totaal van 145 miljoen euro. In een scenario waarbij de elektriciteitsprijs gedurende slechts 5 uur per jaar lager zou zijn dan de *strike price*, zou het bedrag van de *payback* met iets minder dan 60 miljoen € zakken en uitkomen op een totaal van 29,1 miljoen €. De variatie van de gemiddelde duur boven de *strike price* heeft dus een geringe impact op de totale kostprijs van het CRM

Tabel 7: Variatie van de gemiddelde duur boven de strike price

		Variation durée moyenne au dessus du Strike Price										
	87.180.980	5,00	7,00	9,00	11,00	13,00	15,00	17,00	19,00	21,00	23,00	25,00
		29.060.327	40.684.457	52.308.588	63.932.719	75.556.849	87.180.980	98.805.111	110.429.241	122.053.372	133.677.503	145.301.633

3.4.5 Variatie van de WACC

De WACC die wordt gehanteerd in het model bedraagt 8,5%. Wanneer deze WACC 5% zou bedragen, zou het geactualiseerde totaalbedrag op 15 jaar 6,4 miljard € bedragen. Wanneer dit evenwel zou stijgen met 11%, zou het totaalbedrag goed zijn voor 4,5 miljard €.

Tabel 8: Variatie van de WACC (totale kostprijs over 15 jaar)

	Variation du WACC										
	1%	2%	3%	4%	5%	6%	7%	8%	9%	10%	11%
5.173.057.723	8.523.772.825	7.908.310.950	7.357.280.263	6.862.747.166	6.417.863.640	6.016.706.268	5.654.140.756	5.325.707.690	5.027.525.996	4.756.211.189	4.508.806.025

Tabel 9: Variatie van de WACC (annuïteit)

	Variation du WACC										
	1%	2%	3%	4%	5%	6%	7%	8%	9%	10%	11%
344.870.515	568.251.522	527.220.730	490.485.351	457.516.478	427.857.576	401.113.751	376.942.717	355.047.179	335.168.400	317.080.746	300.587.068

3.4.6 Variatie van de missing capacity

Vermits de Belgische TSO in zijn studie aangeeft dat de capaciteit die zou ontbreken als gevolg van de geleidelijke kernuitstap tegen 2025, 3.600 MW zou bedragen, waar dan ook eens 2.000 MW aan toegevoegd moet worden op grond van de interconnecties met andere landen, geeft de onderstaande tabel de resultaten weer voor diverse scenario's.

Tabel 10: Variatie van de missing capacity

	Variation missing capacity							
	2.100	2.600	3.100	3.600	4.100	4.600	5.100	5.600
5.173.057.723	4.376.824.049	4.642.235.273	4.907.646.498	5.173.057.723	5.438.468.947	5.703.880.172	5.969.291.397	6.234.702.622

Tabel 11: Variatie van de missing capacity (annuïteit)

	Variation missing capacity							
	2.100	2.600	3.100	3.600	4.100	4.600	5.100	5.600
344.870.515	291.788.270	309.482.352	327.176.433	344.870.515	362.564.596	380.258.678	397.952.760	415.646.841

We stellen vast dat in het meest pessimistische scenario, met andere woorden een scenario dat rekening houdt met een capaciteitsgebrek van 5.600 MW tegen 2025, de totale kostprijs 6,2 miljard € zou bedragen.

In een optimistisch scenario (capaciteitsgebrek gelijk aan 2.100 MW), zou de totale kostprijs van het CRM op 15 jaar 4,4 miljard € bedragen, wat neerkomt op 291,8 miljoen € per jaar.

Ter afronding wat betreft de impact van de variabiliteit van de hypothesen die werden opgesteld voor het model, stellen we vast dat het bedrag van de veilingen in T = 1, gekoppeld aan de ontbrekende capaciteit, de twee hypothesen zijn die de grootste invloed hebben op de totale kostprijs van het CRM. In een pessimistisch scenario waar de interconnecties niet operationeel zijn, met andere woorden een ontbrekende capaciteit van 5.600 MW, en met een clearing price van 100.000 €/MW, ramen de simulaties de totale kostprijs van het CRM op 7,2 miljard €, wat neerkomt op een annuïteit van 483 miljoen € gedurende 15 jaar.

3.4.7 Uitsluiting van de hernieuwbare capaciteit

Er moet evenwel worden onderstreept dat dit model rekening houdt met de hernieuwbare capaciteiten die trouwens kunnen rekenen op steun. De onderstaande tabel geeft een beeld van de capaciteit die uitgesloten zou kunnen worden van het CRM in het geval het mechanisme het deze capaciteiten niet mogelijk zou maken om deel te nemen.

<i>Soort capaciteit</i>	<i>Geïnstalleerde capaciteit¹²⁰</i>	<i>Reductiefactor¹²¹</i>	<i>Af te trekken capaciteit</i>
Onshore Wind	3.300 MW	0,103	340 MW
Offshore Wind	2.300 MW	0,103	237 MW
Solar	5.000 MW	0,05	250 MW
Hydro RoR	120 MW	0,8792	106MW
Biomassa	900 MW	0,8758	788 MW
CHP + waste	2.100 MW	0,9	1890 MW
		TOTAAL	3.611 MW

¹²⁰ Elia, *Electricity scenarios for Belgium towards 2050*, 2017, p.46

¹²¹ Op basis van de cijfers die worden gebruikt in het Engelse en Ierse mechanisme.

In het geval waarbij al deze capaciteiten, goed voor 3.600 MW, zouden worden uitgesloten van het mechanisme, blijkt dat de totale kostprijs van het CRM kan worden teruggeschroefd met 863,5 miljoen € om uiteindelijk af te kloppen op 4,3 miljard over 15 jaar. Dat komt neer op een annuïteit van 287,5 miljoen € per jaar, zijnde een vermindering met 57,7 miljoen € per jaar

PwC wilde deze niet uitsluiten uit het model dat het had ontwikkeld en dit om verschillende redenen. De eerste reden heeft te maken met het feit dat er nog geen echte keuze werd gemaakt wat betreft de manier waarop de actoren moeten worden benaderd die reeds van een of andere steun genieten. Er zou eigenlijk moeten worden bepaald of deze uitgesloten dienen te worden van het mechanisme of ze de kans moeten krijgen om te kiezen of ze willen blijven genieten van de huidige steun of ze willen deelnemen aan het remuneratiemechanisme. Ze meteen uitsluiten van het CRM riskeert alleen maar meer gevallen van beroep te krijgen vanwege de actoren die zouden kunnen genieten van een grotere steun (bijvoorbeeld warmtekrachtkoppeling) in het remuneratiemechanisme. Het de keus laten zou tot gevolg kunnen hebben dat de hierboven vermelde capaciteit van 3.600 MW zou worden beperkt. De vermindering van de annuïteit met 57,7 miljoen € is daarom een maximumbedrag dat zal afhangen van de politieke keuzes, van de evolutie van de markt en van de strategie van de producenten.

3.5 Evaluatie van de operationele lasten

Net zoals voor de strategische reserve die momenteel in België is geïnstalleerd, worden de operationele lasten die voortvloeien uit de installatie en het dagelijks beheer van het remuneratiemechanisme vooral gevormd door de loonmassa. De onderstaande tabel geeft het aantal VTE weer van de TSO die aan de slag zijn voor het CRM in Italië, Frankrijk en Groot-Brittannië.¹²²

Landen	Aantal VTE
<i>Italië</i>	15 tot 20
<i>Frankrijk</i>	10 tot 15
<i>Groot-Brittannië</i>	20 tot 30

Gezien de kenmerken van de Belgische markt, kunnen we ervan uitgaan dat het aantal VTE in de lagere schijf terug te vinden zal zijn. Er eveneens ervan uitgaand dat de andere actoren (administratie, regulatoren en ministerieel kabinet) ook een rol te spelen zullen hebben, kunnen we het aantal VTE ramen tussen 8 en 12. Wanneer we veronderstellen dat het bruto jaarsalaris 40.000 € bedraagt¹²³, krijgen we een loonveloppe die schommelt tussen 320.000 en 480.000 € per jaar. Rekening houdend met de *hierboven* vermelde bedragen, zijn de operationele lasten die zijn gekoppeld aan het CRM, verwaarloosbaar. Een meer precieze analyse zou uitgevoerd kunnen worden maar voegt geen extra waarde toe aan deze studie omdat de jaarlijkse kostprijs van de capacitaire remuneratie 344 miljoen per jaar bedraagt, wat dus bijna 1000 keer meer is dan de operationele lasten.

3.6 Conclusie aangaande de kosten van het CRM

Op basis van het ontwikkelde model, bedraagt de geactualiseerde totale kostprijs van het CRM over 15 jaar 5,4 miljard €, wat neerkomt op 344,9 miljoen € per jaar. Deze kostprijs kan nog enigszins schommelen omdat het gaat om bedragen die worden gestort ter vergoeding van de capaciteit (351 miljoen €/jaar) waarvan de *paybacks* nog moeten worden afgetrokken (5,8 miljoen €/jaar). De operationele kosten, die in hoofdzaak bestaan uit loonmassa, zijn minimaal in vergelijking met de *hierboven* opgesomde kosten. Die zouden schommelen tussen 320.000 en 480.000 € per jaar.

De gevoeligheidsanalyse ondersteunt het idee dat de totale kostprijs van het CRM in aanzienlijke mate beïnvloed kan worden door de waarden van een of andere variabele. De variabelen die de grootste invloed zouden kunnen hebben op deze kostprijs, zijn de *clearing price* in $T = 1$ alsook de ontbrekende capaciteit. De *clearing price* is moeilijk nauwkeurig te bepalen 7 jaar op voorhand. Die hangt namelijk af van de kostprijs van de elektriciteit, van de brandstoffen, van de CO₂, van de energiemix, van het concurrentieniveau,... De ontbrekende capaciteit zal in hoofdzaak afhangen van de beschikbaarheid van de interconnecties.

¹²² Raming van PwC op basis van gesprekken met de actoren van de markt.

¹²³ Het gemiddelde bruto maandloon van een bediende in België bedraagt 2.982 €. Vermenigvuldigd met 14 geeft dat de totale loonkost, wat neerkomt op een bedrag van ongeveer 40.000 € per jaar (<https://www.jobat.be/fr/articles/un-employe-belge-gagne-2982-euros/>).

*Moeilijkheden &
beperkingen*

4

4.1 Inleiding

Rekening houdend met de Europese ervaringen, ziet het ernaar uit dat de invoering van een CRM min of meer lange tijd in beslag kan nemen. Tussen de datum waarop de buurlanden van start zijn gegaan met het idee om een CRM te ontwikkelen en de datum waarop de capaciteit beschikbaar is, verliep er in Engeland en in Ierland 8 jaar, en meer dan 14 jaar in Italië.

Zelfs al kan België inspiratie putten uit de Europese ervaringen om de ontwikkel- en uitvoeringstijden van zijn eigen remuneratiemechanisme in te korten, zullen er toch nog een aantal moeilijkheden overwonnen moeten worden. We zetten ze in dit hoofdstuk op een rijtje.

4.2 Akkoord/akkoorden tussen de verschillende machtsniveaus

Wat het Belgisch energiegebeuren betreft, zijn de bevoegdheden verdeeld over 2 machtsniveaus: (a) het gewestelijke niveau & (b) het federale niveau. Dit houdt in: 4 ministers en 4 regulatoren. De onderhandelingen en het afsluiten van akkoorden over onderwerpen die vaak technisch zeer complex zijn en ook bepaalde financiële gevolgen kunnen hebben, kunnen een aanzienlijke tijd in beslag nemen. De invoering van een CRM zou kunnen leiden tot wijzigingen in de verdeling van bepaalde bevoegdheden. Zo bestaat het risico dat het CRM een impact heeft op de werkwijze van de systemen ter ondersteuning van hernieuwbare energie. Het systeem van groenestroomcertificaten in stand houden en tegelijkertijd de beschikbare capaciteit vergoeden, zou aanzien kunnen worden als dubbel gebruik.

→ Deze typische verdeling van bevoegdheden inzake energie en milieu in België kan de invoertijd van het CRM dat wordt voorgesteld in deze studie, aanzienlijk verhogen.

4.3 Terbeschikkingstelling van de nieuwe capaciteit

Men gaat er algemeen van uit dat het bouwen van een thermische centrale 3 tot 4 jaar duurt¹²⁴. Dat wordt trouwens concreet vertaald in de systemen die worden ingevoerd in de Europese landen via een veilingstelsel 4 jaar voor de terbeschikkingstelling van de capaciteit (T-4).

→ Deze variabele staat los van de Belgische markt. Deze termijn kan moeilijk worden ingekort.

4.4 Beroep

Wanneer België in 2014 offerte-aanvragen wenste te realiseren om de bouw van nieuwe centrales (CCGT/OCGT) te bevorderen, zijn verschillende actoren gaan aankloppen bij de Europese Commissie met het argument dat dit project bestaande centrales zou kunnen discrimineren. In dit geval dient het mechanisme zodanig te worden opgebouwd dat elke vorm van discriminatie wordt vermeden. Toch kan men maar beter rekening houden met eventuele beroepsprocedures. Bovendien moet ook worden onderlijnd dat ook al is het mechanisme aanvaard op Europees niveau, de partijen die zich benadeeld voelen, steeds de mogelijkheid hebben om op nationaal niveau beroep aan te tekenen.

→ Deze variabele zal afhangen van het vermogen van de wetgever om rekening te houden met alle mogelijke scenario's om beroepsprocedures te vermijden.

4.5 Discussie met de Europese Commissie

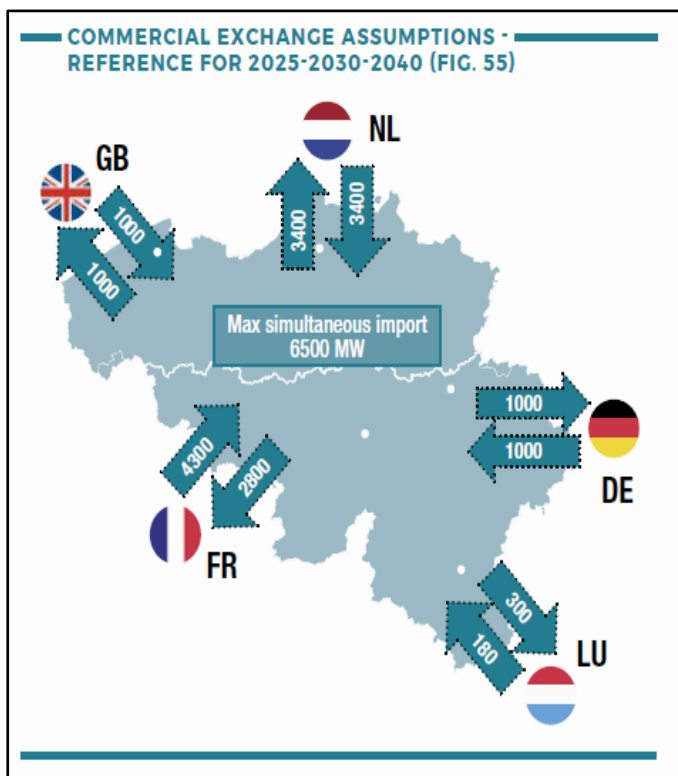
In tegenstelling tot de Europese voorlopers, kan België lessen trekken uit de gesprekken tussen de staten die reeds een CRM hebben geïmplementeerd en de Europese Commissie. Het land kan anticiperen op de punten waarvoor de Commissie ontoegeeflijk is en ervoor zorgen dat het voorgestelde mechanisme daaraan beantwoordt. Daarvan onthouden we vooral (a) het mededingingsprincipe, (b) het vermijden van windfall profits en, (c) het zoveel mogelijk beperken van de impact op de EOM.

¹²⁴ Vergunningsaanvraag niet inbegrepen.

→ De gesprekken tussen België en de Europese Commissie zouden sneller kunnen verlopen wanneer de struikelblokken waarmee de andere Europese landen worden geconfronteerd, op een doeltreffende manier worden aangepakt. Deze factor ligt gedeeltelijk in handen van België via haar vermogen om een volledig CRM voor te leggen.

4.6 Akkoorden met de intergeconnecteerde landen en compatibiliteit met hun remuneratiemechanismen

Zoals blijkt uit het schema hiernaast, heeft België een aanzienlijke interconnectie met de omringende landen. Het ingevoerde remuneratiemechanisme dient zich te integreren in een markt die veel groter



is dan de Belgische markt. Omdat het remuneratiemechanisme de mogelijkheid kan omvatten voor buitenlandse actoren om deel te nemen aan de veilingen, dient men er zich van te vergewissen (1) dat zij niet reeds profiteren van een nationaal remuneratiemechanisme en (2) dat ze elektriciteit zullen leveren in piekperiodes zelfs wanneer hun eigen land een dergelijke periode doormaakt. België dient er zich van te vergewissen dat zijn mechanisme voor de remuneratie van de capaciteit niet ten goede komt aan de buurlanden, met andere woorden: men dient elke vorm van *free riding* te vermijden.

→ Het is in het belang van België om zich te vergewissen van de compatibiliteit en de leefbaarheid van het remuneratiemechanisme in de Europese context. Vooral omdat België in aanzienlijke mate afhankelijk is van de interconnecties. Deze variabele ligt gedeeltelijk in handen van België via haar vermogen om op een doeltreffende manier te onderhandelen met de intergeconnecteerde landen.

4.7 Verkiezingsagenda

De federale en regionale verkiezingen vinden in België plaats in de lente van 2019. De ervaring leert dat doorgaans weinig belangrijke beslissingen worden genomen in de periode in de aanloop naar de verkiezingen.

→ Dit typische kenmerk van het Belgische politieke bestel zou er wel eens kunnen voor zorgen dat de invoertijd van het CRM dat wordt voorgesteld in deze studie, aanzienlijk toeneemt.

4.8 Belang van de ontbrekende capaciteit

Het huidige wettelijke kader voorziet een geleidelijke kernuitstap tegen 2025. De netwerkcapaciteit in België is goed voor 6 GW. De Belgische TSO meent dat dit een capaciteitsgebrek van 3,6 GW of meer zal doen ontstaan naargelang van de beschikbaarheid van de intergeconnecteerde capaciteit.

Een capacitair remuneratiemechanisme wordt doorgaans gebruikt om een antwoord te bieden op het probleem van het *missing money*. De Belgische context heeft daarenboven nog een bijkomend probleem: een aanzienlijke punctuele inadequatie die wordt veroorzaakt door het stilleggen van zijn

nucleaire park. De buurlanden die reeds een remuneratiesysteem hebben geïmplementeerd, werden niet geconfronteerd met deze situatie. Dat is een bijkomend probleem waar de Belgische autoriteiten rekening mee zullen moeten houden.

→ Dit kenmerk van de energie-omgeving maakt dat er een aanpassing nodig is van de bestaande buitenlandse modellen om te kunnen beantwoorden aan deze punctuele capaciteitsbehoefte. Dit zou ertoe kunnen leiden dat de prijzen van de veilingen in $T = 1$ gaan stijgen. Deze aanpassingen zullen moeten worden goedgekeurd door de Europese Commissie. En dit zou de implementatietijd van het mechanisme nog kunnen doen toenemen.

4.9 Omvang en concentratie van de markt

De Belgische elektriciteitsmarkt is sterk geconcentreerd. 3 producenten bezitten samen bijna 60% van de geïnstalleerde capaciteit en 70% van de gegenereerde elektriciteit. Het is belangrijk dat de ontwikkeling van het CRM rekening houdt met het risico dat deze actoren onderling afspraken maken. Ze zouden bijvoorbeeld de prijs van de veilingen kunnen doen stijgen.

→ Dit typische kenmerk van de Belgische energie-omgeving dient aan te zetten tot voorzichtigheid om een stijging te vermijden van de prijzen van de veilingen. Wanneer er geen akkoord kan worden gevonden, zouden deze actoren de ontwikkeling en de uitrol van het mechanisme kunnen doen vertragen.

Implementatie van het mechanisme

Capaciteitsmechanismen zijn complex, en de voorbereiding ervan vraagt veel werk. Zoals hierboven beschreven, moeten over verschillende aspecten beslissingen worden genomen. Het is nodig om de werking van de markt op voorhand vast te leggen. Bovendien moeten alle processen van het mechanisme worden gedefinieerd, en moeten informatiesystemen die nodig zijn om het mechanisme te laten doorgaan worden opgebouwd. Alhoewel deze voorbereidingstijd kan worden verkort indien voldoende middelen worden voorzien voor een snelle implementatie, bestaat er een risico dat de voorbereidingsfase langer duurt dan initieel gedacht.

PwC refers to the Belgium member firm, and may sometimes refer to the PwC network. Each member firm is a separate legal entity. Please see www.pwc.com/structure for further details.

This content is for general information purposes only, and should not be used as a substitute for consultation with professional advisors.

At PwC, our purpose is to build trust in society and solve important problems. PwC is a network of firms in 157 countries with more than 223,000 people who are committed to delivering quality in assurance, advisory and tax services. Find out more and tell us what matters to you by visiting us at www.pwc.be.