

Voorstel tot aanpassing aan het tarief voor het behoud en het herstel van het individueel evenwicht van de toegangsverantwoordelijken
--

1. Wettelijke basis

Conform artikel 8 van de *“Overeenkomst over de procedure voor de indiening en goedkeuring van de tariefvoorstellen en de voorstellen tot wijziging van de tarieven”*, voor de regulatoire periode 2016-2019, legt Elia onderhavig document en bijlage ter goedkeuring aan de CREG voor.

Gezien het bijzondere karakter van dit voorstel tot aanpassing (enkel aanpassing van het forfaitair bedrag in geval van activatie van de strategische reserve bij structureel tekort en de instelling van een maximale biedprijs voor opwaartse reservecapaciteit), wordt het ex-ante rapporteringmodel aangepast in functie van de noodzakelijke informatiebehoefte bij het indienen van het tariefvoorstel door de netbeheerder. In dat opzicht worden het rapporteringsmodel en de tabellen niet bijgevoegd, maar wordt de toelichting voorzien op basis van dit tarifair dossier en de bijhorende aangepaste tarifaire fiche (bijlage 1).

Dit geactualiseerd tariefvoorstel stelt een aanpassing voor aan het huidige tarief voor het behoud en het herstel van het individueel evenwicht van de toegangsverantwoordelijken, aangezien dit niet langer gedurende de vigerende tarifaire periode als evenredig en niet-discriminatoire beschouwd kan worden. De Europese Commissie heeft namelijk een voorwaarde opgenomen in hun goedkeuringsbeslissing van de strategische reserve in het kader van het geoorloofd zijn van staatssteun, hetgeen tot een aanpassing leidt van bovenvermeld tarief. Dit wordt verder toegelicht en gemotiveerd in hoofdstuk 3 van dit voorstel. Deze motivatie wordt voorafgegaan door een toelichting van de algemene context van het huidige tarief. Tenslotte wordt het nieuwe voorstel concreet toegelicht en wordt de link gemaakt met de balancingmarkt, waarbij ook de instelling van een maximale biedprijs voor opwaartse reservecapaciteit wordt voorgesteld. Als annex wordt de aangepaste tarifaire fiche toegevoegd, zowel in het Nederlands als in het Frans.

2. Context aangaande het bestaande forfaitair onevenwichtstarief van 4.500 €/MWh

Art. 7septies van de elektriciteitswet bepaalt dat Elia de werkingsregels voor de strategische reserves ter goedkeuring aan de CREG dient over te maken. Dit artikel specificeert onder andere dat: *“De werkingsregels van de strategische reserve garanderen het passend gedrag van de marktspelers, teneinde tekortsituaties te vermijden”* en *“[...] De werkingsregels strekken ertoe de interferenties van de strategische reserve met de werking van de gekoppelde elektriciteitsmarkten zoveel mogelijk te beperken.”*

De werkingsregels voor de strategische reserves voorzien in dat opzicht de concrete omstandigheden waarin een aanpassing van het tarief voor het behoud en het herstel van het residuele evenwicht van de individuele toegangsverantwoordelijken (hierna: onevenwichtstarief) met name de momenten dat de strategische reserves geactiveerd zijn en er zich een situatie van structureel tekort voordoet. Echter, de formule ter bepaling van het onevenwichtstarief is opgenomen in de door de CREG goedgekeurde transmissienettarieven

2016-2019 en bepaalt dat de waarde van het onevenwichtstarief wordt vastgelegd op 4.500 €/MWh wanneer de in de werkingsregels vermelde omstandigheden van kracht zijn. Sinds de invoering van het mechanisme van strategische reserves in winterperiode 2014-2015 is dit tarief niet meer gewijzigd.

Deze maatregel, die als doel heeft het passend gedrag van de marktpelers te garanderen, sluit ook aan bij de geest en letter van de tarifaire methodologie van de CREG (bijlage 2, punt 4.5) en de elektriciteitswet (artikel 12, §5, 10°), die respectievelijk stellen dat (eigen onderlijning):

“4.5 Het tarief voor het in stand houden en het herstellen van het individuele evenwicht van de toegangsverantwoordelijken laat toe om de onevenwichten in de Belgische regelzone zo goed mogelijk te compenseren en biedt de netgebruikers gepaste stimulansen om hun injectie en hun afname in evenwicht te brengen.”

“10°. De compensatiediensten van de onevenwichten van de Belgische regelzone worden op de meest kostefficiënte wijze verzekerd en leveren aan de gebruikers van het net geëigende stimuli opdat zij hun injectie en hun afname in evenwicht brengen.”

Het huidige forfaitair bedrag van 4.500 €/MWh is zodanig bepaald dat marktpelers de juiste stimulans krijgen om hun injectie en afname in evenwicht te brengen door middel van markttransacties, en niet te rekenen op de activatie van strategische reserve. Deze stimulans wordt gerealiseerd door het forfaitair bedrag zodanig te bepalen dat deze hoger is dan de prijzen die in de markt tot stand kunnen komen, met name 3.000 €/MWh in de day ahead markt.

De waarde van 4.500 €/MWh fungeert momenteel ook als maximale biedprijs voor opwaartse reservecapaciteit en dit zowel tijdens als buiten de wettelijke winterperiodes.

3. Motivatie en voorstel tot aanpassing van het tarief naar “minstens 10.500 €/MWh”

Het engagement van de Minister van Energie gemaakt aan de Europese Commissie in het kader van de notificatieprocedure van de strategische reserve met betrekking tot het geoorloofd zijn van staatssteun vereisen een aanpassing van het forfaitair tarief en daardoor ook van de maximale biedprijs voor opwaartse reservecapaciteit. In de beslissing van de Europese Commissie¹ wordt het engagement van België geciteerd (§86) om dit forfaitair tarief aan te passen:

“For the future and in any case before launching another reserve tender, Belgium commits to increase the specific imbalance penalty in case of Structural Shortage following an economic or technical trigger (currently at 4.500 €/MWh) to above the intraday (ID) price cap (of 9.999,99 EUR/MWh) to limit market distortions.”

Dit impliceert dat het huidige forfaitair onevenwichtstarief van 4.500 €/MWh dient aangepast te worden voor de aanvang van de winterperiode 2018/19 naar een waarde die hoger is dan de huidige intra-day maximumclearingprijs van 9.999,99 €/MWh. Elia stelt daarom voor dit forfaitair onevenwichtstarief te verhogen naar minstens 10.500 €/MWh. Deze waarde:

- 1) is conform het engagement naar de Europese Commissie,

¹ EC - SA.48648 (2017/NN) - Belgium - Strategic Reserve (public version)

- 2) behoudt en versterkt de stimulans voor de toegangsverantwoordelijken om hun portfolio in evenwicht te brengen in de day ahead markt en dit via de intra-day markt te handhaven.

In concreto bedraagt het verschil tussen het voorgestelde forfaitair onevenwichtstarief (minstens 10.500€/MWh) en de day ahead maximumclearingprijs (3.000€/MWh) nu minstens 7.500 €/MWh. Het verschil tussen het voorgestelde forfaitair onevenwichtstarief (minstens 10.500€/MWh) en de intra-day maximumclearingprijs (9.999,99€/MWh) is minstens 500,01 €/MWh. Het kleinere verschil met de intra-day maximumclearingprijs is verantwoord aangezien toegangsverantwoordelijken vergeleken met day ahead een kortere tijdshorizon hebben voor het zoeken naar opportuniteiten in de markt. Het afnemend verschil reflecteert dan ook de dalende kans dat toegangsverantwoordelijken opportuniteiten kunnen vinden om hun portfolio alsnog in evenwicht te brengen of te houden. Deze waarde vindt ook een evenwicht tussen het bewaken van de hierboven vermelde stimuli, wat ook het objectief is van het gemaakte engagement, en het bewaken van het financieel risico in de sector, in het bijzonder voor kleinere marktspelers.

Het voorstel voor een forfaitair tarief van minstens 10.500 €/MWh is bovendien conform de door ACER voorgestelde maximumclearingprijzen² in het kader van de richtlijnen betreffende capaciteitstoewijzing en congestiebeheer. Deze leggen een dynamische maximumclearingprijs op voor de day ahead en intra-day markt, wat impliceert dat de day ahead maximumclearingprijs automatisch verhoogd wordt bij het naderen van de huidige maximumclearingprijs (de intra-day maximumclearingprijs verhoogt mee wanneer de day-ahead maximumclearingprijs deze zou overschrijden). Hoewel de huidige maximumclearingprijs dus ongewijzigd is gebleven in de beslissing van ACER, dient het forfaitair tarief van minstens 10.500 €/MWh en het bijhorende mechanisme opnieuw geëvalueerd te worden indien de prijslimiet van day ahead of intra-day deze zou overschrijden na meerdere aanpassingen. Dit laatste wordt op dit moment beschouwd als weinig waarschijnlijk voor de komende jaren.

Dit voorstel tot aanpassing van het tarief naar minstens 10.500 €/MWh werd reeds door Elia toegelicht in de Task Force ISR van 8 februari 2018.

4. Voorstel tot aanpassing van het tarief voor behoud en herstel van het residuele evenwicht van de individuele toegangsverantwoordelijken

Elia stelt voor om onderstaande formulering aan te passen en in te voeren in het tarifair voorstel 2016-2019, in het bijzonder in diens Sectie 5.4.2 "*tarief voor behoud en herstel van het residuele evenwicht van de individuele toegangsverantwoordelijken*".

Met het oog op een maximale transparantie ten opzichte van de markt, worden de verwijzingen in de werkingsregels voor strategische reserves en de bijhorende tarifaire fiche behouden. De tarifaire fiche wordt echter aangepast om het nieuwe forfaitaire tarief van 10.500 €/MWh te implementeren als minimumwaarde. Het formuleren van het forfaitair bedrag als minimumwaarde laat toe dat in de toekomst het onevenwichtstarief ook hoger zou kunnen zijn dan 10.500 €/MWh, indien een bod voor opwaartse reservecapaciteit geselecteerd werd met een prijs hoger dan 10.500 €/MWh, en dit ook tijdens de momenten dat de strategische reserves geactiveerd zijn, en er zich een situatie van structureel tekort voordoet.

De aangepaste formulering in de tarifaire fiche luidt dan als volgt (wijziging ten opzichte van huidige fiche is geel gemarkeerd):

² ACER – Decision of the Agency for the Cooperation of Energy Regulators No 04/2017

De waarde van het tarief voor het behoud en het herstel van het residuele evenwicht van de individuele toegangsverantwoordelijken bij activatie van Strategische Reserves is vastgelegd op **minstens¹ 4500 10.500 €/MWh**. De toepassingsmodaliteiten van dit tarief worden gedefinieerd in de werkingsregels voor Strategische Reserves.

^[1] Het tarief voor het behoud en het herstel van het residuele evenwicht van de individuele toegangsverantwoordelijken bij activatie van Strategische Reserves kan de 10.500 €/MWh overschrijden, met name indien een bieding voor het herstel van het residuele evenwicht met een activatieprijs hoger dan 10.500 €/MWh wordt geactiveerd.

De maximale biedprijs voor de activatie van opwaartse reserve wordt tevens vastgelegd op 13.500 €/MWh, en dit vanaf de nodige aanpassing aan de werkingsregels van de markt bestemd voor de compensatie van de kwartuurnevenwichten van kracht gaan (zie volgende sectie).

5. Voorstel tot maximale biedprijs voor de activatie van opwaartse reserve

Opdat geen beperking zou worden opgelegd aangaande de toekomstige evoluties op de balancingmarkt, en gezien de rechtstreekse impact op het tarief voor behoud en herstel van het residuele evenwicht van de individuele toegangsverantwoordelijken, wordt de maximale biedprijs voor de activatie van opwaartse reserve vastgelegd in de tarifaire fiche. De werkingsregels van de markt bestemd voor de compensatie van de kwartuurnevenwichten kunnen vervolgens voor deze maximale biedprijs rechtstreeks verwijzen naar de tarifaire fiche. Bovendien kan er in de werkingsregels van de markt bestemd voor de compensatie van de kwartuurnevenwichten een dynamisch mechanisme voorzien worden dat toelaat deze maximale biedprijs te herzien wanneer dit nodig wordt geacht. De tarifaire fiche wordt vervolledigd met volgende toevoeging:

De maximale biedprijs voor opwaarts regelvermogen wordt initieel vastgelegd op 13.500€/MWh. Een mechanisme voor de herziening van deze initiële, maximale biedprijs wordt beschreven in de werkingsregels van de markt bestemd voor de compensatie van de kwartuurnevenwichten².

Indien dit mechanisme, zoals beschreven in de werkingsregels van de markt bestemd voor de compensatie van de kwartuurnevenwichten, leidt tot een nieuwe waarde, zal deze automatisch van toepassing zijn, zonder een specifieke tarifaire beslissing van de CREG.

De waarde van 13.500 €/MWh wordt voorgesteld omdat het enerzijds een hogere waarde is dan bestaande schattingen van de Value of Lost Load. De waarde is ook hoger dan de huidige intra-day en day-ahead prijslimieten, alsook het voorgestelde tarief voor behoud en herstel van het residuele evenwicht bij activatie van de strategische reserves (zie paragraaf 4). Anderzijds wordt niet voorgesteld om deze waarde dermate hoog voor te stellen, teneinde de financiële risico's gedragen door de marktspelers niet nodeloos te verhogen, zonder afbreuk te doen aan het geven van duidelijke stimuli.

Bovendien, mocht een trend in de elektriciteitsmarkt aantonen dat een verhoging van deze limiet nodig is, kan een dynamisch mechanisme, zoals beschreven zal worden in de werkingsregels van de markt bestemd voor de compensatie van de kwartuurnevenwichten, deze waarde automatisch aanpassen, zonder een specifieke tarifaire beslissing van de CREG.

Deze aanpassing werd reeds besproken met de marktpartijen in de Working Group Balancing van 20 februari 2018. De huidige werkingsregels van de markt bestemd voor de compensatie van de kwartuurne-evenwichten, goedgekeurd door de CREG³, verwijzen echter naar het forfaitair tarief in de werkingsregels van de strategische reserve wat betreft de biedingen voor opwaartse reserves die forfaitair beperkt zijn op het bedrag dat het negatieve onevenwichtstarief (NEGj) bepaalt. Een aanpassing van het forfaitair tarief van 4.500 €/MWh naar (minstens) 10.500 €/MWh in de transmissienettarieven leidt dus automatisch, zonder verdere wijzigingen, tot dezelfde verhoging van deze limieten.

De geplande aanpassing van de werkingsregels van de markt bestemd voor de compensatie van de kwartuurne-evenwichten wordt voorzien in het vierde kwartaal van 2018. Aangezien dit later is dan het van kracht gaan van de voorgestelde aanpassing aan het onevenwichtstarief, specificeert een voetnoot dat de maximale biedprijs van 13.500 €/MWh pas van kracht gaat wanneer de huidige verwijzing van de werkingsregels van de markt bestemd voor de compensatie van de kwartuurne-evenwichten naar de werkingsregels van de strategische reserve opgeheven wordt met een nieuwe, door de CREG goedgekeurde versie van dit document:

^[2] De maximale biedprijs van 13.500 €/MWh treedt in werking van zodra de huidige verwijzing naar de werkingsregels voor strategische reserve betreffende de maximale biedprijs in de werkingsregels van de markt bestemd voor de compensatie van de kwartuurne-evenwichten opgeheven wordt.

³ Inwerkingtreding op 1 april 2018 volgende op CREG beslissing nr. (B)1713

Annex 1: Voorstel van aangepaste tarifaire fiche voor de tarieven voor het behoud en herstel van het residuele evenwicht van de individuele toegangsverantwoordelijken.

Nederlands:

Tarieven voor het behoud en herstel van het residuele evenwicht van de individuele toegangsverantwoordelijken

Het tarief voor het behoud en het herstel van het residuele evenwicht van de individuele toegangsverantwoordelijken, van toepassing vanaf 1 januari 2016, conform de beslissing van de CREG (03 december 2015), is gebaseerd op de vergoedingen die Elia verrekent voor de regeling van het evenwicht in de Belgische regelzone, voor het betrokken kwartier en dient aan de gebruikers van het net geëigende stimuli te leveren opdat zij hun injectie en hun afname in evenwicht zouden brengen, conform art. 12 §5 10° van de Elektriciteitswet van 29 april 1999 en conform paragrafen 4.2 2°, 4.4, 4.5 en 4.6 van Bijlage 2 van de Tarifaire Methodologie van 18 december 2014.

A. DEFINITIES

Het **onevenwicht** van een toegangsverantwoordelijke is het verschil, op kwartier-basis, tussen :

- de injecties toegekend aan de evenwichtsperimeter van deze toegangsverantwoordelijke, zijnde de injecties op injectiepunten in het Elia-net, injecties in het Elia-net en komende van eender welk ander net behorende tot de evenwichtszone uitgebaat door Elia, importen en aankopen van andere toegangsverantwoordelijken; en
- de afnames toegekend aan de evenwichtsperimeter van deze toegangsverantwoordelijke, zijnde de afnames op afnamepunten, afnames komende van het Elia-net in eender welk ander net behorende tot de evenwichtszone uitgebaat door Elia, exporten, verkopen aan andere toegangsverantwoordelijken en netverliezen die toekenbaar zijn aan deze toegangsverantwoordelijke.

De **netverliezen** voor de regulatoire periode 2016-2019 verondersteld in dit document en die toekenbaar zijn aan een toegangsverantwoordelijke, zijn de netverliezen in de netten 380-150 kV en bedragen **x% van de som van**:

- de gemeten afname in afnamepunten toekenbaar aan deze toegangsverantwoordelijke en;
- de afname-posities in het distributienet (in geval van netto afname) toekenbaar aan deze toegangsverantwoordelijke.

Vanaf 1 januari 2016, bedraagt x%:

- $x\% = 1,35\%$ tijdens de "peak" uren (weekdagen van 8u tot 20u)
- $x\% = 1,25\%$ tijdens de "long off-peak" uren (weekdagen van 20u tot 8u en weekends)

Het **Bruto Opregelvolume** (BOV of GUV¹) is, voor een gegeven kwartier, de som van de energievolumes die door Elia voor opregeling worden geactiveerd voor dat kwartier, met inbegrip van het volume geïmporteerde energie in het kader van de IGCC-netting, zoals gedefinieerd in de werkingsregels van de markt voor de compensatie van de kwartieronevenwichten².

Het **Bruto Afregelvolume** (BAV of GDV³) is, voor een gegeven kwartier, de som van de energievolumes die door Elia voor afregeling worden geactiveerd voor dat kwartier, met inbegrip van het volume geëxporteerde energie in het kader van de IGCC-netting, zoals gedefinieerd in de werkingsregels van de markt voor de compensatie van de kwartieronevenwichten.

Het **Volume van de Strategische Reserve geïnjecteerd in de regelzone** (SRV_{BCA}⁴) is, voor een gegeven kwartier, het verschil tussen het volume van geactiveerde Strategische Reserve en het volume van Strategische Reserve dat op Belpex SRM toegewezen is voor dat kwartier, zoals gedefinieerd in de werkingsregels voor strategische reserve⁵.

Het **Netto Regelvolume** (NRV) is een waarde die op kwartierbasis gedefinieerd wordt en gelijk is aan het verschil tussen:

- o enerzijds de som van het **Bruto Opregelvolume**, uitgedrukt in MW voor een gegeven kwartier, in het kader van het behoud van het evenwicht van de Belgische regelzone, en het **Volume Strategische Reserve geïnjecteerd in de regelzone** tijdens hetzelfde kwartier;
- o en anderzijds het **Bruto Afregelvolume**, uitgedrukt in MW, voor een gegeven kwartier, in het kader van het behoud van het evenwicht van de Belgische regelzone.

In wat volgt wordt een positieve waarde van het **Netto Regelvolume** gelijkgesteld met een "**Netto Opregeling**" en een negatieve waarde van het **Netto Regelvolume** gelijkgesteld met een "**Netto Afregeling**".

De **Marginale Opregelprijs** (MIP⁶ of HUP⁷) is, voor een gegeven kwartier, de hoogste eenheidsprijs voor opregeling die wordt geactiveerd om de Belgische regelzone in evenwicht te houden. De MIP wordt verder in detail gedefinieerd in de werkingsregels van de markt voor de compensatie van de kwartieronevenwichten.

¹ "Gross volume of Upward Regulation"

² Conform de laatste beslissing van de CREG en zoals hernomen op de website van Elia (www.elia.be > Producten & Diensten > Evenwicht > Balancingmechanisme)

³ "Gross volumes of Downward Regulation"

⁴ "Strategic Reserve Volume injected in the Balancing Control Area"

⁵ Conform de laatste beslissing van de CREG en zoals hernomen op de website van Elia (www.elia.be > Users' Group > Task Force « Implementation Strategic Reserves » > Winter 20xx/20xx > Werkingsregels voor strategische reserves)

⁶ "Marginal price for Upward Regulation"

⁷ HUP zoals gedefinieerd in de werkingsregels van de markt bestemd voor de compensatie van de kwartieronevenwichten; "Highest Upward Price"

De **Marginale Afregelprijs** (MDP⁸ of LDP⁹) is, voor een gegeven kwartier, de laagste eenheidsprijs voor afregeling die wordt geactiveerd om de Belgische regelzone in evenwicht te houden. Deze houdt ook rekening met additionele stimuli van toepassing op de marginale afregelprijs indien er beroep gedaan wordt op het wederzijdse noodvermogen tussen netbeheerders. De MDP wordt verder in detail gedefinieerd in de werkingsregels van de markt voor de compensatie van de kwartieronevenwichten.

De **Area Control Error** (ACE), uitgedrukt in MW voor een gegeven kwartier, is gelijk aan het verschil tussen de referentiewaarden ("programma's") en de gemeten waarden van de uitgewisselde vermogens van de Belgische regelzone, rekening houdend met frequentie-afwijkingen.

Het **Systeemonevenwicht** wordt berekend door het verschil te nemen tussen de Area Control Error (ACE) en het Netto Regelvolume (NRV). Het Systeemonevenwicht wordt bekomen door de geactiveerde middelen (NRV) – ingezet door Elia voor het beheer van het evenwicht van de Belgische regelzone – te neutraliseren uit de ACE.

Een formele definitie van de bovenstaande parameters BOV, BAV, MIP, MDP, NRV, ACE, alsook een beschrijving van de werking van de markt voor de compensatie van de kwartieronevenwichten, kan teruggevonden worden op de website van Elia, waar transparant de door de CREG goedgekeurde werkingsregels van de markt voor de compensatie van de kwartieronevenwichten (of Balancing regels) gepubliceerd worden¹⁰.

Een formele definitie van de parameter SRV_{BCA} en alle informatie over de indicatoren die worden aangewend om een situatie van structureel tekort vast te stellen, alsook de principes voor de activatie van de Strategische Reserve door de netbeheerder, kunnen teruggevonden worden op de website van Elia, waar transparant de door de CREG goedgekeurde werkingsregels voor de Strategische Reserves gepubliceerd worden¹¹.

⁸ "Marginal price for Downward Regulation"

⁹ LDP zoals gedefinieerd in de werkingsregels van de markt bestemd voor de compensatie van de kwartieronevenwichten; "Lowest Downward Price"

¹⁰ www.elia.be > Producten & Diensten > Evenwicht > Balancingmechanisme

¹¹ www.elia.be > Users' Group > Task Force « Implementation Strategic Reserves » > Winter 20xx/20xx > Werkingsregels voor strategische reserves

B. BEPALING VAN HET TARIEF VOOR BEHOUD EN HERSTEL VAN HET RESIDUELE EVENWICHT VAN DE INDIVIDUELE TOEGANGSVERANTWOORDELIJKEN VAN TOEPASSING VANAF 1 JANUARI 2016

Het tarief voor het behoud en het herstel van het residuele evenwicht van de individuele toegangsverantwoordelijken wordt bepaald op basis van de berekeningsformules hernomen in tabel hierna. Deze formules zijn toepasbaar op het onevenwicht van een gegeven toegangsverantwoordelijke (ARP), voor een gegeven kwartier.

Indien het onevenwicht van een toegangsverantwoordelijke positief is (injectie is groter dan afname), houden prijzen met een positief teken (voor een positief onevenwicht) een vergoeding in van Elia aan de toegangsverantwoordelijke en prijzen met een negatief teken (voor een negatief onevenwicht) een vergoeding in van de toegangsverantwoordelijke aan Elia.

Indien het onevenwicht van een toegangsverantwoordelijke negatief is (injectie is kleiner dan afname), houden de prijzen met een positief teken (voor een negatief onevenwicht) een vergoeding in van de toegangsverantwoordelijke aan Elia en prijzen met een negatief teken (voor een positief onevenwicht) een vergoeding in van Elia aan de toegangsverantwoordelijke.

		Netto Regelvolume (NRV)	
		Negatief (netto afregeling)	Positief (netto opregeling)
Onevenwicht van de ARP	Positief	MDP - $\alpha 1$	MIP - $\beta 1$
	Negatief	MDP + $\beta 2$	MIP + $\alpha 2$

Met:

- $\beta 1$ (€/MWh) = 0
- $\beta 2$ (€/MWh) = 0
- Indien de absolute waarde van het Systeemonevenwicht kleiner of gelijk is aan 140 MW:
 - $\alpha 1$ (€/MWh) = 0
 - $\alpha 2$ (€/MWh) = 0
- Indien de absolute waarde van het Systeemonevenwicht groter is dan 140 MW:
 - $\alpha 1$ (€/MWh) = gemiddelde $\{(\text{Systeemonevenwicht}^{QH-7})^2, \dots, (\text{Systeemonevenwicht}^{QH})^2\} / 15.000$
 - $\alpha 2$ (€/MWh) = gemiddelde $\{(\text{Systeemonevenwicht}^{QH-7})^2, \dots, (\text{Systeemonevenwicht}^{QH})^2\} / 15.000$

De waarde van de parameters $\alpha 1$, $\alpha 2$, $\beta 1$ en $\beta 2$ kan wijzigen gedurende de tarifaire periode.

De maximale biedprijs voor opwaarts regelvermogen wordt vastgelegd op 13.500€/MWh. Een mechanisme voor de herziening van deze initiële, maximale biedprijs wordt beschreven in de werkingsregels van de markt bestemd voor de compensatie van de kwartuurnevenwichten⁴. Indien dit mechanisme, zoals

⁴ De maximale biedprijs van 13.500€/MWh treedt in werking van zodra de huidige verwijzing naar de werkingsregels voor strategische reserve betreffende de maximale biedprijs in de werkingsregels van de markt bestemd voor de compensatie van de kwartuurnevenwichten opgeheven wordt.



beschreven in de werkingsregels van de markt bestemd voor de compensatie van de kwartuurne-evenwichten, leidt tot een nieuwe waarde, zal deze automatisch van toepassing zijn, zonder een specifieke tarifaire beslissing van de CREG.

De waarde van het tarief voor het behoud en het herstel van het residuele evenwicht van de individuele toegangsverantwoordelijken bij activatie van Strategische Reserves is vastgelegd op minstens⁵ 10.500 €/MWh. De toepassingsmodaliteiten van dit tarief worden gedefinieerd in de werkingsregels voor Strategische Reserves.

⁵ Het tarief voor het behoud en het herstel van het residuele evenwicht van de individuele toegangsverantwoordelijken bij activatie van Strategische Reserves kan de 10.500 €/MWh overschrijden, met name indien een bieding voor het herstel van het residuele evenwicht met een activatieprijs hoger dan 10.500 €/MWh wordt geactiveerd.

Les tarifs pour le maintien et la restauration de l'équilibre résiduel des responsables d'accès individuels 2016-2019

Le tarif pour le maintien et la restauration de l'équilibre résiduel des responsables d'accès individuels, d'application à partir du 1^{er} janvier 2016, conformément à la décision de la CREG (03 décembre 2015), est basé sur les coûts supportés par Elia pour le réglage de l'équilibre de la zone de réglage belge au quart d'heure considéré et est censé fournir aux utilisateurs du réseau des éléments d'incitation appropriés pour qu'ils équilibrent leur injection et leur prélèvement, conformément à l'art. 12 §5 10° de la Loi électricité du 29 avril 1999 ainsi qu'aux paragraphes 4.2 2°, 4.4, 4.5 et 4.6 de l'Annexe 2 de la Méthodologie Tarifaire du 18 décembre 2014.

A. DÉFINITIONS

Le **déséquilibre** d'un responsable d'accès est la différence, observée sur base quart-horaire, entre :

- les injections attribuées à son périmètre d'équilibre, qui comprennent les injections en des points dans le réseau Elia, les injections dans le réseau Elia en provenance de n'importe quel autre réseau appartenant à la zone de réglage gérée par Elia, les importations, les achats auprès d'autres responsables d'accès ; et
- les prélèvements attribués à son périmètre d'équilibre, qui comprennent les prélèvements en des points de prélèvement, les prélèvements en provenance du réseau Elia effectués dans n'importe quel autre réseau appartenant à la zone de réglage gérée par Elia, les exportations, les ventes à d'autres responsables d'accès, les pertes réseau attribuées à ce responsable d'accès.

Pour la période régulatoire 2016-2019 considérée dans ce document, les **pertes réseau** attribuables à un responsable d'accès sont les pertes dans les réseaux 380-150 kV et s'élèvent à **x % de la somme** :

- des prélèvements mesurés aux points de prélèvement attribuables à ce responsable d'accès et;
- des positions de prélèvement en distribution (en cas de prélèvement net) attribuables à ce responsable d'accès.

A partir du 1^{er} janvier 2016, le x% s'élève à :

- x% = 1,35% pendant les heures « peak » (jours de la semaine de 8h à 20h)
- x% = 1,25% pendant les heures « long off-peak » (jours de la semaine de 20h à 8h et week-ends)

Le **Volume Brut de Réglage à la hausse** (BOV¹ ou GUV²) s'élève, pour un quart d'heure donné, à la somme des volumes d'énergie activés à la hausse par Elia pour ce quart d'heure, y compris le volume d'énergie importé dans le cadre du foisonnement IGCC tel que défini dans les règles de fonctionnement de marché relatif à la compensation des déséquilibres quart-horaires³.

Le **Volume Brut de Réglage à la baisse** (BAV⁴ ou GDV⁵) s'élève, pour un quart d'heure donné, à la somme des volumes d'énergie activés à la baisse par Elia pour ce quart d'heure, y compris le volume d'énergie exporté dans le cadre du foisonnement IGCC tel que défini dans les règles de fonctionnement de marché relatif à la compensation des déséquilibres quart-horaires.

Le **Volume de Réserve Stratégique injecté dans la zone de réglage** (SRV_{BCA}⁶) s'élève, pour un quart d'heure donné, à la différence entre le volume de Réserve Stratégique activé et le volume de Réserve Stratégique fourni à Belpex SRM pour ce quart d'heure tel que défini dans les règles de fonctionnement de la Réserve Stratégique⁷.

Le **Volume Net de Réglage** (NRV) est une valeur définie sur base quart-horaire et est égal à la différence entre :

- d'une part, la somme du **Volume Brut de Réglage à la hausse**, exprimé en MW, pour un quart d'heure donné, dans le cadre du maintien de l'équilibre de la zone de réglage belge, et du **Volume de Réserve Stratégique injecté dans la zone de réglage** pendant ce même quart d'heure ;
- et d'autre part, le **Volume Brut de Réglage à la baisse**, exprimé en MW, pour un quart d'heure donné, dans le cadre du maintien de l'équilibre de la zone de réglage belge.

Dans la suite de ce document, une valeur positive du **Volume Net de Réglage** est reprise sous l'appellation « **Réglage Net à la hausse** », tandis qu'une valeur négative du **Volume Net de Réglage** est reprise sous l'appellation « **Réglage Net à la baisse** ».

Le **Prix Marginal des Activations à la hausse** (MIP⁸ ou HUP⁹) s'élève, pour un quart d'heure donné, au prix de l'unité de réglage à la hausse la plus chère activée pour le maintien de l'équilibre de la zone de réglage belge. Le MIP est défini en détail dans les règles de fonctionnement de marché relatif à la compensation des déséquilibres quart-horaires.

¹ "Bruto Opregelvolume"

² "Gross volume of Upward Regulation"

³ Conformément à la dernière décision de la CREG et comme mentionné sur le site web d'Elia (www.elia.be > Produits & Services > Équilibre > Mécanisme d'ajustement)

⁴ "Bruto Afregelvolume"

⁵ "Gross volumes of Downward Regulation"

⁶ "Strategic Reserve Volume injected in the Balancing Control Area"

⁷ Conformément à la dernière décision de la CREG et comme mentionné sur le site web d'Elia (www.elia.be > Users' Group > Task Force « Implementation Strategic Reserves » > Hiver 20xx/20xx > Règles de fonctionnement des Réserve Stratégique)

⁸ "Marginal price for Upward Regulation"

⁹ "Highest Upward Price" tel que défini dans les règles de fonctionnement de marché relatif à la compensation des déséquilibres quart-horaires

Le **Prix Marginal des Activations à la baisse** (MDP¹⁰ ou LDP¹¹) s'élève, pour un quart d'heure donné, au prix de l'unité de réglage à la baisse la moins rémunératrice activée pour le maintien de l'équilibre de la zone de réglage belge. Celui-ci tient compte d'incitants additionnels d'application sur le prix marginal des activations à la baisse s'il est fait appel au secours mutuel entre gestionnaires du réseau. Le MDP est défini en détail dans les règles de fonctionnement de marché relatif à la compensation des déséquilibres quart-horaires.

L'**Area Control Error** (ACE) exprimé en MW pour un quart d'heure donné, est égal à la différence entre les valeurs de référence (« programmes ») et les valeurs mesurées des échanges de puissance de la zone de réglage belge, en tenant compte du biais de fréquence.

Le **Déséquilibre du Système** est calculé en prenant la différence entre l'Area Control Error (ACE) et le Volume Net de Réglage (NRV). Le Déséquilibre du Système s'obtient en neutralisant moyens activés (NRV) – mis en œuvre par Elia pour la gestion de l'équilibre de la zone – de l'ACE.

Une définition formelle des paramètres ci-dessus (BOV, BAV, MIP, MDP, NRV, ACE) ainsi qu'une description du fonctionnement du marché relatif à la compensation des déséquilibres quart-horaires, sont disponibles sur le site web d'Elia, où sont publiées de manière transparente les règles de fonctionnement de marché relatif à la compensation des déséquilibres quart-horaires (règles de Balancing) approuvées par la CREG¹².

Une définition formelle du paramètre SRV_{BCA} et toutes les informations sur les indicateurs pris en compte pour constater une situation de déficit structurel, de même que les principes pour l'activation de la Réserve Stratégique par le gestionnaire du réseau, sont disponibles sur le site web d'Elia, où sont publiées de manière transparente les règles de fonctionnement de la Réserve Stratégique approuvées par la CREG¹³.

¹⁰ "Marginal price for Downward Regulation"

¹¹ "Lowest Downward Price" tel que défini dans les règles de fonctionnement de marché relatif à la compensation des déséquilibres quart-horaires

¹² www.elia.be > Produits & Services > Équilibre > Mécanisme d'ajustement

¹³ www.elia.be > Users' Group > Task Force « Implementation Strategic Reserves » > Hiver 20xx/20xx > Règles de fonctionnement pour Réserve Stratégique

B. DÉTERMINATION DU TARIF POUR LE MAINTIEN ET LA RESTAURATION DE L'ÉQUILIBRE INDIVIDUEL DES RESPONSABLES D'ACCÈS D'APPLICATION À PARTIR DU 1^{IER} JANVIER 2016

Le tarif pour le maintien et la restauration de l'équilibre individuel des responsables d'accès est déterminé sur base des formules de calcul reprises dans le tableau suivant. Elles s'appliquent au déséquilibre d'un responsable d'accès (ARP) donné, pour un quart d'heure donné.

Un déséquilibre positif correspond à une injection excédentaire d'énergie par le responsable d'accès. Le tarif applicable à ce type de situation correspond, lorsque le prix est positif, à un montant payé par Elia au responsable d'accès, et, lorsque le prix est négatif, à un montant payé par le responsable d'accès à Elia.

A l'inverse, un déséquilibre négatif correspond à une injection déficitaire d'énergie par le responsable d'accès. Le tarif applicable à ce type de situation correspond, lorsque le prix est positif, à un montant payé par le responsable d'accès à Elia, et, lorsque le prix est négatif, à un montant payé par Elia au responsable d'accès.

		Volume Net de Réglage (NRV)	
		Négatif (réglage net à la baisse)	Positif (réglage net à la hausse)
Déséquilibre de l'ARP	Positif	MDP - $\alpha 1$	MIP - $\beta 1$
	Négatif	MDP + $\beta 2$	MIP + $\alpha 2$

Ave

c :

- $\beta 1$ (€/MWh) = 0
- $\beta 2$ (€/MWh) = 0
- Si la valeur absolue du Déséquilibre du Système est plus petite ou égale à 140 MW :
 - $\alpha 1$ (€/MWh) = 0
 - $\alpha 2$ (€/MWh) = 0
- Si la valeur absolue du Déséquilibre du Système est plus grande que 140 MW :
 - $\alpha 1$ (€/MWh) = moyenne $\{(Déséquilibre\ du\ Système^{QH-7})^2, \dots, (Déséquilibre\ du\ Système^{QH})^2\} / 15.000$
 - $\alpha 2$ (€/MWh) = moyenne $\{(Déséquilibre\ du\ Système^{QH-7})^2, \dots, (Déséquilibre\ du\ Système^{QH})^2\} / 15.000$

Les valeurs des paramètres $\alpha 1$, $\alpha 2$, $\beta 1$ en $\beta 2$ peuvent changer lors de la période régulatoire 2016-2019.

La limite supérieure des prix des offres du réglage à la hausse est définie à 13.5000 €/MWh. Un mécanisme d'amendement de cette limite initiale des prix des offres est décrit dans les règles de fonctionnement de marché en ce qui concerne la

compensation des déséquilibres quart-horaires⁶. Dans le cas où ce mécanisme, tel que décrit dans les règles de fonctionnement de marché en ce qui concerne la compensation des déséquilibres quart-horaires, viendrait fournir une nouvelle valeur, celle-ci entrera automatiquement en vigueur, et ce sans décision tarifaire spécifique de la CREG.

La valeur du tarif pour le maintien et la restauration de l'équilibre résiduel des responsables d'accès individuels lors d'une activation de la Réserve Stratégique est fixée à au moins⁷ 10.500 €/MWh. Les modalités d'application de ce tarif sont définies dans les règles de fonctionnement de la Réserve Stratégique.

⁶ Le prix d'offre maximum de 13 500 €/MWh entrera en vigueur à partir du moment où la référence actuelle aux règles de fonctionnement de la réserve stratégique concernant le prix d'offre maximum dans les règles de fonctionnement du marché relatif à la compensation des déséquilibres quart-horaires sera supprimée.

⁷ La valeur du tarif pour le maintien et la restauration de l'équilibre résiduel des responsables d'accès individuels lors de l'activation de la Réserve Stratégique peut ainsi dépasser les 10.500 €/MWh, notamment si une offre pour la restauration de l'équilibre résiduel avec un prix d'activation supérieur à 10 500 €/MWh est activé.