Elia Group

Elia Transmission Belgium SA/NV

Boulevard de l'Empereur 20
1000 Bruxelles | Belgique
Keizerslaan 20
1000 Brussel | België

T +32 2 546 70 11

elia.be

CREG

De heer Andreas Tirez
Directeur voor de technische werking van de elektriciteitsmarkt
De heer Laurent Jacquet
Directeur voor de controle op de prijzen en de rekeningen op de elektriciteitsmarkt

Nijverheidsstraat 26-38

1040 BRUSSEL

PER DRAGER, MET ONTVANGSTBEWIJS

CREG
10.02.20 000059
V

Brussel, 7 februari 2020

O.Ref.: **20200207/PRA/Y2.605/BDC**

Betreft: **Voorstel van werkingsregels voor de toegang van Elia tot de intraday elektriciteitsmarkt in het kader van congestiebeheer**

Geachte heren Directeurs,

Vorig jaar werd via beslissing (B)1905 van 4 april 2019 Elia's aanvraag tot goedkeuring van werkingsregels voor de toegang tot de intraday elektriciteitsmarkt in het kader van congestiebeheer goedgekeurd voor een testperiode van 1 jaar.

Deze periode loopt vanaf 1 mei 2019 tot 30 april 2020, met als voorwaarde voor een eventuele verlenging en aanpassing van de regels, om een aangepast voorstel over te maken voor 1 februari 2020. De afgelopen weken hebben onze medewerkers reeds informele en bilaterale besprekingen gehouden. Gedurende deze afstemming werd overeengekomen om het aangepaste voorstel pas over te maken op 7 februari 2020.

In bijlage vindt u dit aangepast voorstel. Er wordt ook een ondersteunende en informatieve nota bijgevoegd, waarin toelichting gegeven wordt bij de opmerkingen van de CREG uit beslissing (B)1905 en die verzocht werden om te onderzoeken bij de indiening van een nieuw voorstel.

Het voorstel voorziet behoudens enkele kleine herformuleringen en verduidelijkingen, voornamelijk twee wijzigingen. Ten eerste wordt de goedkeuring gevraagd voor onbepaalde duurtijd, waarbij voorzien wordt dat op initiatief van Elia of op vraag van de CREG een nieuw voorstel kan ingediend worden. Op die manier kan op een pragmatische en efficiënte wijze omgegaan worden met eventueel gewijzigde omstandigheden. Ten tweede wordt het toepassingsgebied voor de regels uitgebreid met twee additionele mogelijke situaties in dewelke Elia gebruik kan maken van de intradaymarkt voor congestiebeheer. Op die manier is er een lichte uitbreiding van het toepassingsgebied, zodat op optimale wijze gebruik gemaakt kan worden van de regels. Uiteraard zal elke maand waarin een activatie plaatsvindt, gevolgd worden door een gepaste rapportering. Dit rapport zal niet enkel naar de CREG verstuurd worden, maar ook gepubliceerd worden voor de marktspelers.

De bijgevoegde documenten worden u in het Frans overgemaakt. Tevens versturen we uw medewerkers, op elektronische wijze, een versie waarin de wijzigingen ten opzichte van de vorige goedgekeurde regels vormelijk zichtbaar zijn. We zullen u eerstdaags, ook op elektronische wijze, de Nederlandstalige versies van de documenten verzenden.

Tenslotte wijzen we op de vertrouwelijke informatie die in de ondersteunende nota is opgenomen. Er wordt namelijk individuele, marktpartij-specifieke informatie in vermeld (volumes, prijzen, type-eenheden), die niet publiek gekend zijn. We zullen jullie eerstdaags ook een niet-vertrouwelijke versie van de nota overmaken.

We blijven uiteraard ter beschikking voor eventuele verdere vragen.

Met vriendelijke groeten,

Julien Damilot
Manager Public & Regulatory Affairs

i.O. Patrick De Leener
C.O. Customers, Market & System

Bijlagen:

- Règles de fonctionnement pour l'accès au marché infrajournalier de l'électricité dans le cadre de la compensation du redispatching et contertrading pour la gestion de la congestion.
- Note explicative concernant la nouvelle proposition de règles de fonctionnement pour l'accès au marché infrajournalier de l'électricité.

NOTE EXPLICATIVE CONCERNANT LA NOUVELLE PROPOSITION DE REGLES DE FONCTIONNEMENT POUR L'ACCES AU MARCHE INFRAJOURNALIER DE L'ELECTRICITE

07/02/2020

TABLE DES MATIÈRES

1. Introduction 3

2. Analyse de la période d'essai 4

2.1. Activation du 11 août 2019 4

2.1.1. Transparence et monitoring du processus 4

2.1.2. Analyse de la disponibilité des réserves 4

2.1.3. Analyse de l'impact sur la capacité transfrontalière disponible (ATC = Available Transfer Capacity) 7

2.1.4. Conclusion de la période d'essai 7

3. Extension des règles pour le fonctionnement du marché ID 8

3.1. Situation 1 : Countertrading sur Nemo Link à la demande d'Elia pour lever une contrainte de congestion locale en Belgique sur l'axe Mercator – Horta 8

3.1.1. Situation (exemple: 18/03/2019 de 18h à 22h) 8

3.1.2. Résolution de la congestion et compensation utilisée 9

3.1.3. Résolution de la congestion et compensation possible via accès au marché ID 9

3.2. Situation 2 : Countertrading sur Nemo Link à la demande d'Elia pour lever une contrainte de congestion locale en Belgique sur l'axe Avelgem – Avelin 10

3.2.1. Situation (exemple: 22/05/2019 de 21h à 23h30) 10

3.2.2. Résolution de la congestion et compensation utilisée 10

3.2.3. Résolution de la congestion et compensation possible via accès au marché ID 11

3.3. Situation 3 : Countertrading sur Nemo Link à la demande d'Elia pour lever une contrainte de congestion locale en Belgique sur l'axe Horta - Mercator 12

3.3.1. Situation (exemple: 12/02/2019 de 9h à 11h) 12

3.3.2. Résolution de la congestion et compensation utilisée 12

3.3.3. Résolution de la congestion et compensation possible via accès au marché ID 13

3.4. Proposition d'extension des cas d'utilisation 13

4. Analyse de la décision de la CREG 13

5. Analyse de la contreproposition formulée par FEBEG dans la réponse à la consultation publique 14

6. Conclusion 15

1. Introduction

En février 2019, Elia a soumis à la CREG une proposition de règles régissant l'accès par Elia au marché infrajournalier de l'électricité (ci-après « marché ID ») dans le cadre du mécanisme de compensation en cas de redispatching et de countertrading utilisés pour résoudre des congestions dans le réseau Elia.

Par la décision (B)1905 du 4 avril 2019, la CREG a approuvé cette proposition de règles pour une période d'essai d'un an à partir du 1er mai 2019 jusqu'au 30 avril 2020. Cette période d'essai a été mise en place afin de permettre de juger la valeur ajoutée apportée par l'accès et l'utilisation du marché ID. Les objectifs de cette période sont d'évaluer :

- La valeur ajoutée de l'accès au marché ID en termes de flexibilité, liquidité et coût ;
- Les conséquences possibles pour les acteurs impliqués.

Comme demandé par la CREG dans sa décision, Elia doit préparer pour le 1er février 2020[1] une version adaptée des règles pour l'accès au marché ID tenant compte du retour d'expérience de la période de test, de l'évaluation de la proposition formulée par FEBEG dans sa réponse à la consultation et des remarques de la CREG.

La présente note fournit des informations sur la version adaptée des règles pour l'accès au marché ID suite à la période d'essai. Elle est constituée des points suivants :

- Une analyse de la période d'essai et un résumé du recours à l'accès au marché ID durant cette période ;
- Une explication concernant la proposition d'extension des règles ;
- Une analyse des points 56 à 62 de la décision de la CREG ;
- Comme demandé au point 63 de la décision de la CREG, une analyse de la contre-proposition formulée par FEBEG dans le cadre de la précédente consultation publique organisée par la CREG à propos des règles d'accès au marché ID.

[1] Le délai a été reporté conjointement au 7 février 2020

2. Analyse de la période d'essai

2.1. Activation du 11 août 2019

Au cours de la période s'étalant du 1er mai 2019 jusqu'à la date de la présente note, l'accès au marché ID a été utilisé à une seule occasion le 11 août 2019. Ce recours au marché ID fait suite à une activation de countertrading sur NEMO Link réalisée à la demande du gestionnaire de réseau anglais (National Grid System Operator (NGESO)) pour régler des congestions locales au sein du réseau anglais. Lors de cette activation :

- NGESO a demandé une activation de countertrading sur NEMO Link afin de réduire l'export belge de 100 MW avec un prix maximum de -89€ ;
- Elia a importé 99 MWh de 00h00 jusque 11h00 ;
- Pour réaliser la compensation de l'activation de countertrading, Elia avait besoin de bids de compensation à la baisse (D-bids). Conformément aux règles en vigueur pendant la période d'essai, Elia a eu recours au marché ID pour vendre un volume de 1089 MWh.
- Le prix moyen pondéré pour la vente du volume entier était égal à 9,53€/MWh, ce qui représente un montant total de 10381,04€ pour la compensation. L'analyse détaillée des coûts est présentée dans le Tableau 1 ci-dessous.

	Total	H1	H2	H3	H4	H5	H6	H7	H8	H9	H10	H11
Volume Traded (MWh)		99,00	99,00	99,00	99,00	99,00	99,00	99,00	99,00	99,00	99,00	99,00
Revenues (+) / Cost (-) (€)		2462,63	1769,63	1247,88	1076,63	977,63	1093,03	1068,08	977,63	1164,75	148,77	-1605,58
Total (€)	10381,04											
Hourly Average price (€/MWh)		24,88	17,88	12,60	10,88	9,88	11,04	10,79	9,88	11,77	1,50	-16,22
Weighted Average price (€/MWh)	9,53											

Tableau 1 : analyse des volumes et coûts liées à la compensation (D-bids) [2] de l'activation de countertrading du 11/08/2019 via l'accès au marché ID

2.1.1. Transparence et monitoring du processus

En termes de transparence et de monitoring, les actions suivantes ont été exécutées conformément aux règles pour l'accès au marché ID :

- Un rapport détaillant les volumes et prix d'activation a été envoyé à la CREG ;
- Un message a été publié sur le site de JAO (Joint Auction office) signalant l'accès au marché ID par Elia.

2.1.2. Analyse de la disponibilité des réserves

La journée du 11/08/2019 était caractérisée par une disponibilité très réduite de la capacité d'énergie d'équilibrage non contractée à la baisse sur des centrales électriques

[2] Un prix positif pour les bids de compensation à la baisse correspond à des revenus alors qu'un prix négatif signifie des coûts pour le gestionnaire de réseau.

coordonnables (Decremental Coordinable (DC) bids), mais par une disponibilité élevée de la capacité d'énergie d'équilibrage non contractée à la baisse sur des centrales électriques partiellement coordonnables (Decremental Limited Coordinable DLC bids). Le volume total d'énergie d'équilibrage non contractée à la baisse pour les heures concernées par l'activation du countertrading (00h00 à 11h00) du 11/08/2019 est présenté dans le Tableau 2 et à la Figure 1 ci-dessous. Les DC bids et les DLC bids qui auraient pu être utilisés pour la compensation de l'activation du countertrading s'il n'y avait pas de possibilité d'accès au marché ID sont présentés (en bleu et orange respectivement) à la Figure 1 et dans les deux dernières colonnes du Tableau 2.

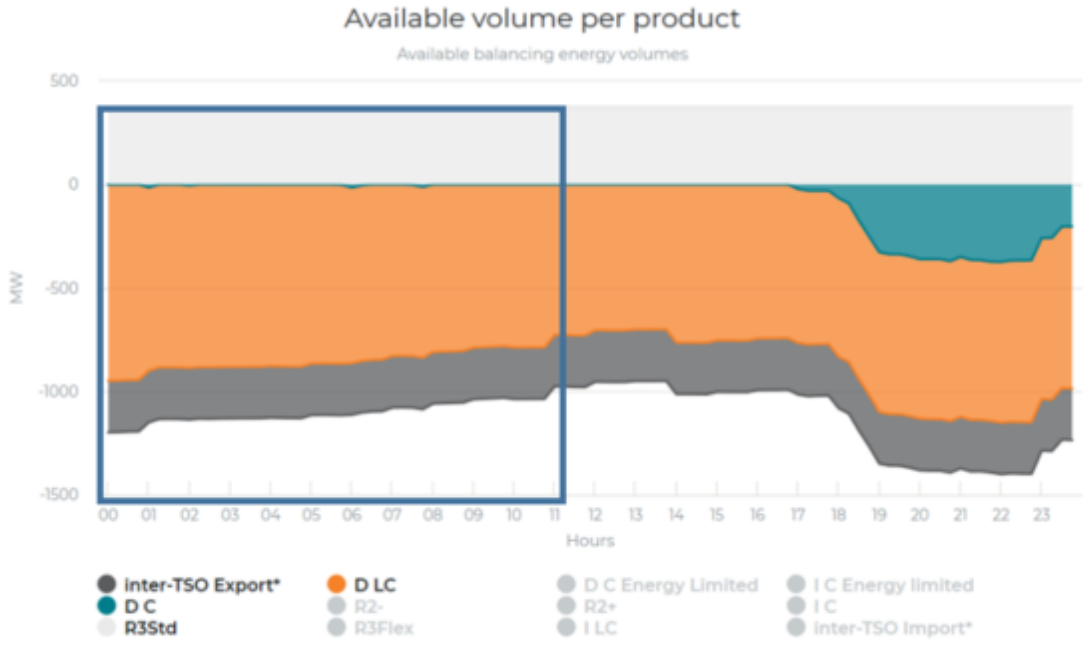


Figure 1 : volume total d'énergie d'équilibrage à la baisse disponible pour le 11/08/2019 (par type de produit). Source : site web d'Elia [3]

Quarter	Total Downward [MW]	InterTso_E[MW][4]	D_LC [MW]	D_C [MW]
11/08/2019 00:00 -> 00:15	-1344,1	-250	-948,4	-0,7
11/08/2019 00:15 -> 00:30	-1343	-250	-947,3	-0,7
11/08/2019 00:30 -> 00:45	-1340,8	-250	-945,1	-0,7
11/08/2019 00:45 -> 01:00	-1339,7	-250	-944	-0,7
11/08/2019 01:00 -> 01:15	-1295,2	-250	-885,9	-14,3
11/08/2019 01:15 -> 01:30	-1279,5	-250	-884,5	0
11/08/2019 01:30 -> 01:45	-1279	-250	-884	0
11/08/2019 01:45 -> 02:00	-1279,7	-250	-884,7	0
11/08/2019 02:00 -> 02:15	-1282,3	-250	-882,4	-4,9

[3] Les volumes de réserves non contractées sur des centrales d'accumulation par pompage ne sont pas prises en compte dans ces figures.

[4] Puissance de réserve tertiaire « non-garantie » sous la forme de puissance de secours auprès d'autres gestionnaires de réseau tels que définis dans les « Règles de fonctionnement du marché relatif à la compensation des déséquilibres quart-horaires »

11/08/2019 02:15 -> 02:30	-1277,7	-250	-882,7	0
11/08/2019 02:30 -> 02:45	-1278,8	-250	-883,8	0
11/08/2019 02:45 -> 03:00	-1277,4	-250	-882,4	0
11/08/2019 03:00 -> 03:15	-1277	-250	-881,7	-0,3
11/08/2019 03:15 -> 03:30	-1276,5	-250	-881,2	-0,3
11/08/2019 03:30 -> 03:45	-1276,5	-250	-881,2	-0,3
11/08/2019 03:45 -> 04:00	-1276,1	-250	-880,8	-0,3
11/08/2019 04:00 -> 04:15	-1273,2	-250	-878,1	-0,1
11/08/2019 04:15 -> 04:30	-1274,4	-250	-879,3	-0,1
11/08/2019 04:30 -> 04:45	-1275,3	-250	-880,2	-0,1
11/08/2019 04:45 -> 05:00	-1275,8	-250	-880,7	-0,1
11/08/2019 05:00 -> 05:15	-1260,7	-250	-865,6	-0,1
11/08/2019 05:15 -> 05:30	-1259,9	-250	-864,8	-0,1
11/08/2019 05:30 -> 05:45	-1260,5	-250	-865,4	-0,1
11/08/2019 05:45 -> 06:00	-1261,3	-250	-864,8	-1,5
11/08/2019 06:00 -> 06:15	-1259	-250	-849,3	-14,7
11/08/2019 06:15 -> 06:30	-1248	-250	-849	-4
11/08/2019 06:30 -> 06:45	-1243	-250	-848	0
11/08/2019 06:45 -> 07:00	-1241,9	-250	-846,9	0
11/08/2019 07:00 -> 07:15	-1224,2	-250	-829,2	0
11/08/2019 07:15 -> 07:30	-1223,4	-250	-828,4	0
11/08/2019 07:30 -> 07:45	-1224,5	-250	-827,3	-2,2
11/08/2019 07:45 -> 08:00	-1232,6	-250	-826,2	-11,4
11/08/2019 08:00 -> 08:15	-1204,8	-250	-809,8	0
11/08/2019 08:15 -> 08:30	-1203,1	-250	-808,1	0
11/08/2019 08:30 -> 08:45	-1201,6	-250	-806,6	0
11/08/2019 08:45 -> 09:00	-1200	-250	-805	0
11/08/2019 09:00 -> 09:15	-1183,9	-250	-788,9	0
11/08/2019 09:15 -> 09:30	-1181,4	-250	-786,4	0
11/08/2019 09:30 -> 09:45	-1179	-250	-784	0
11/08/2019 09:45 -> 10:00	-1176,6	-250	-781,6	0
11/08/2019 10:00 -> 10:15	-1182,8	-250	-787,8	0
11/08/2019 10:15 -> 10:30	-1182,7	-250	-787,7	0
11/08/2019 10:30 -> 10:45	-1182,5	-250	-787,5	0
11/08/2019 10:45 -> 11:00	-1182,1	-250	-787,1	0

Tableau 2 : volumes d'énergie d'équilibrage à la baisse disponibles pour le 11/08/2019[5]. Source : site web d'Elia

Si l'accès au marché ID n'avait pas été utilisé ce jour-là pour la compensation de l'activation de countertrading sur NEMO Link, l'analyse des capacités d'énergie d'équilibrage non-contractée à la baisse disponibles montre que des DLC bids auraient dû être utilisés pour réaliser cette compensation. L'utilisation de ces DLC bids aurait mené à des coûts de compensation nettement plus élevés.

[5] Ces données proviennent du site web d'Elia détaillant les capacités disponibles pour l'énergie d'équilibrage

2.1.3. Analyse de l'impact sur la capacité transfrontalière disponible (ATC = Available Transfer Capacity)

Le Tableau 3 indique les valeurs des ATC en export initiaux et avant la gate finale pour le 11/08/2019 pour les frontières Belgique – France (BE➔FR) et Belgique – Pays-Bas (BE➔NL)[6]. La dernière colonne indique le pourcentage d'impact potentiel du volume requis via l'accès au marché ID pour la compensation du countertrading exécuté sur NEMO Link (à condition que ce volume provienne de l'extérieur de la Belgique). Les prix et volumes des bids de compensation obtenus via l'accès au marché ID sont également indiqués à titre de comparaison. Aucune augmentation de NTC en ID n'a été exécutée le 11/08/2019.

DATE	HOUR	Volume traded (MWh)	Price on ID market (€/MWh)	ATC BE=>FR Initial	ATC BE=>FR final gate	ATC BE=>NL Initial	ATC BE=>NL final gate	% of initial ATC
11/08/2019	1	99,00	24,88	893	893	0	0	11,09%
11/08/2019	2	99,00	17,88	795	573	0	218	12,45%
11/08/2019	3	99,00	12,60	724	373	0	396	13,67%
11/08/2019	4	99,00	10,88	591	307	4	245	16,64%
11/08/2019	5	99,00	9,88	693	423	23	287	13,83%
11/08/2019	6	99,00	11,04	1135	844	33	299	8,48%
11/08/2019	7	99,00	10,79	1060	699	0	361	9,34%
11/08/2019	8	99,00	9,88	120	86	0	0	82,50%
11/08/2019	9	99,00	11,77	631	261	0	298	15,69%
11/08/2019	10	99,00	1,5	0	0	0	0	/
11/08/2019	11	99,00	-16,22	0	0	0	0	/

Tableau 3 : ATC disponibles et impact de l'accès au marché ID pour le 11/08/2019

2.1.4. Conclusion de la période d'essai

Sur base de l'activation du 11 août 2019, les avantages suivants de l'accès au marché ID dans le cadre de la compensation du countertrading sur NEMO Link ont été identifiés:

1. **Augmentation de la liquidité pour le mécanisme de compensation** : en l'absence de DC bids, l'utilisation de l'accès au marché ID a permis d'augmenter la liquidité de bids disponibles et d'éviter l'utilisation de DLC bids.
2. **Optimisation des coûts de compensation via le couplage régional des marchés** : si l'accès au marché n'avait pas été utilisé, l'utilisation des DLC bids auraient mené à des coûts de compensation nettement plus élevés.
3. **Préservation des obligations en matière de réserve de balancing** : l'utilisation de l'accès au marché ID a permis d'éviter l'utilisation de DLC bids qui aurait diminué le volume d'énergie d'équilibrage disponible pour la gestion de l'équilibre de la zone.

Sur base des avantages cités ci-dessus, Elia constate que l'accès au marché ID a donc une valeur ajoutée en termes de flexibilité, de liquidité et d'optimisation des coûts. Les

[6] A la date de cette activation, le marché ID sur la frontière Belgique – Royaume-Uni n'était pas encore opérationnel. Les ID ATC sur cette frontière ne sont donc pas repris dans cette analyse.

conséquences pour les acteurs de marché sont limitées en termes d'ATC ou d'impact sur le marché d'équilibrage.

3. Extension des règles pour le fonctionnement du marché ID

Durant la période d'essai, Elia a analysé d'autres situations de countertrading sur NEMO Link que celles actuellement autorisées par les règles en vigueur afin de préparer une éventuelle extension de ces règles. Elia a identifié 11 situations potentielles[7] dans lesquelles il est intéressant d'analyser la pertinence de l'accès au marché ID pour la compensation d'une activation de countertrading sur NEMO Link résultant d'une congestion sur l'axe Mercator – Avelin. Ces 11 situations sont classifiées en 3 exemples type présentés ci-dessous.

3.1. Situation 1 : Countertrading sur Nemo Link à la demande d'Elia pour lever une contrainte de congestion locale en Belgique sur l'axe Mercator – Horta

3.1.1. Situation (exemple: 18/03/2019 de 18h à 22h)

I. Indisponibilité planifiée sur des **interconnections vers la France** (Avelgem – Avelin (FR)) et important flux électrique transitant du nord vers le sud de la Belgique ;

II. NEMO Link en export vers le Royaume-Uni et production éolienne faible à la côte. La zone côtière belge est alimentée seulement par les lignes venant de Mercator.

- **Congestion**: une ligne Mercator - Horta est congestionnée en cas de N-1 sur l'autre ligne composant cet axe.

[7] Les dates de ces situations sont : 12/02/2019 (9h à 11h), 18/03/2019 (18h à 22h et 10h à 12h30), 23/03/2019 (21h à 22h), 26/03/2019 (7h à 9h), 27/03/2019 (7h15 à 11h30), 28/03/2019 (13h à 20h), 15/04/2019 (6h30 à 11h), 16/04/2019 (12h à 17h), 22/05/2019 (12h à 17h), 21/10/2019 (12h à 13h), 28/10/2019 (10h à 12h)

Figure 2 : état du réseau dans la Situation 1

3.1.2. Résolution de la congestion et compensation utilisée

- Activation de countertrading sur NEMO Link (réduction de l'export vers le Royaume-Uni) réalisée entre 18h et 22h (18h à 19h: 200MW – 19h à 20h: 300MW – 20h à 22h: 100 MW)
- Compensation via DC bids disponibles (environ 600 à 900 MW disponibles comme illustré à la Figure 3)

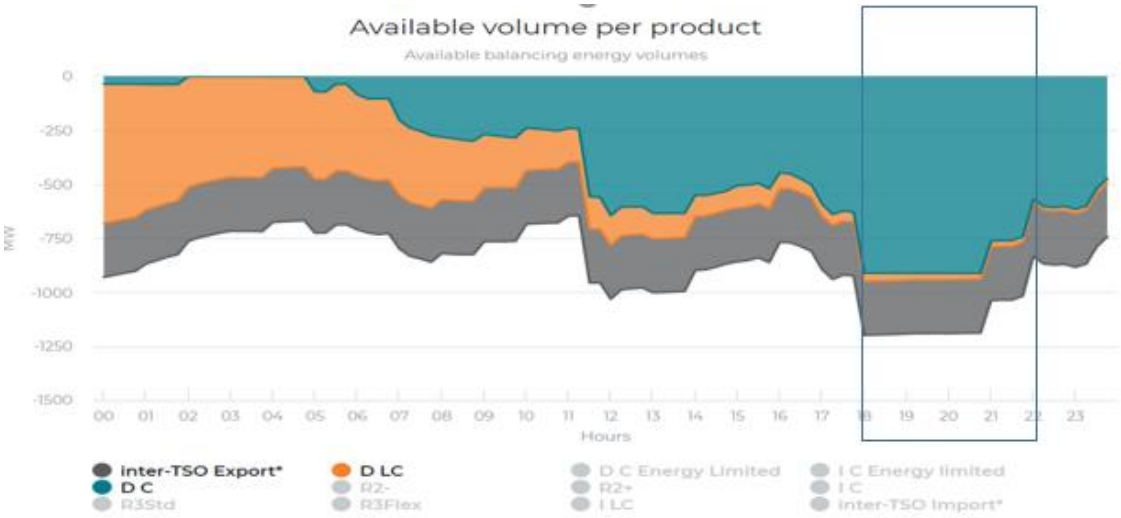


Figure 3 : volume total d'énergie d'équilibrage à la baisse disponible dans la Situation 1

3.1.3. Résolution de la congestion et compensation possible via accès au marché ID

La compensation de l'activation de countertrading aurait pu se faire via l'accès au marché ID dans cette situation étant donné que l'axe Avelgem – Avelin était coupé. La compensation ne pouvait donc pas influencer négativement le countertrading réalisé pour lever la

congestion puisqu'elle pouvait seulement provenir du côté de Mercator. L'utilisation de l'accès au marché ID permettrait dans ce cas de mieux assurer la préservation des obligations en matière de réserve de balancing étant donné les volumes élevés de countertrading nécessaires pour lever la congestion.

3.2. Situation 2 : Countertrading sur Nemo Link à la demande d'Elia pour lever une contrainte de congestion locale en Belgique sur l'axe Avelgem – Avelin

3.2.1. Situation (exemple: 22/05/2019 de 21h à 23h30)

I. Indisponibilité planifiée d'une des lignes **Mercator- Horta**

II. NEMO Link en export vers le Royaume-Uni et production éolienne faible à la côte

- **Congestion**: une ligne Avelgem - Avelin est congestionnée en cas de N-1 sur l'autre ligne Mercator-Horta. En cas de N-1 sur cette ligne, la région côtière belge est alimentée seulement par les lignes venant de Avelgem.

Figure 4 : état du réseau dans la Situation 2

3.2.2. Résolution de la congestion et compensation utilisée

- I-bids sur des unités situées dans la région côtière (100 MW)
- Compensation via DC bids disponibles (environ 200 MW disponibles comme illustré à la Figure 5). Environ 50% des DC bids ont donc été utilisés pour la compensation du mécanisme de gestion des congestions

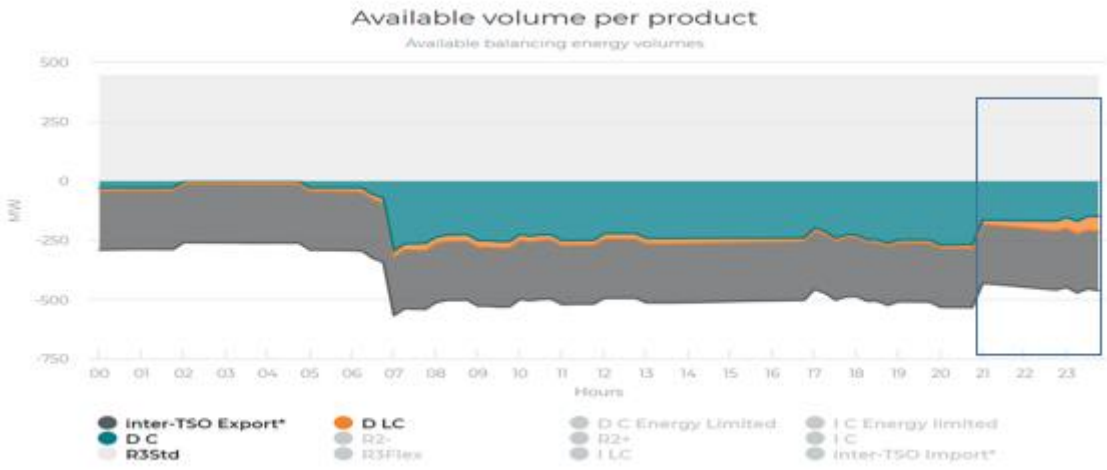


Figure 5 : volume total d'énergie d'équilibrage à la baisse disponible dans la Situation 2

3.2.3. Résolution de la congestion et compensation possible via accès au marché ID

Dans cette situation, la congestion aurait pu être résolue par un countertrading sur NEMO Link ayant pour but une réduction de l'export vers le Royaume-Uni. La compensation de l'activation de countertrading aurait pu se faire via l'accès au marché ID étant donné que l'axe Mercator - Horta était coupé en N-1. La compensation ne pouvait donc pas influencer négativement le countertrading réalisé pour lever la congestion puisqu'elle pouvait seulement provenir du côté de Avelgem. L'utilisation de l'accès au marché ID permettrait dans ce cas de mieux assurer la préservation des obligations en matière de réserve de balancing étant donné le volume limité d'énergie d'équilibrage non contractée à la baisse sur des centrales électriques partiellement coordonnables disponible ce jour-là.

Figure 6 : état possible du réseau dans la Situation 2 en cas de countertrading sur NEMO Link

3.3. Situation 3[8] : Countertrading sur Nemo Link à la demande d'Elia pour lever une contrainte de congestion locale en Belgique sur l'axe Horta - Mercator

3.3.1. Situation (exemple: 12/02/2019 de 9h à 11h)

I. NEMO Link en export vers le Royaume-Uni et production éolienne faible à la côte

- **Congestion**: une ligne Mercator - Horta est congestionnée en cas de N-1 sur l'autre ligne Mercator-Horta.

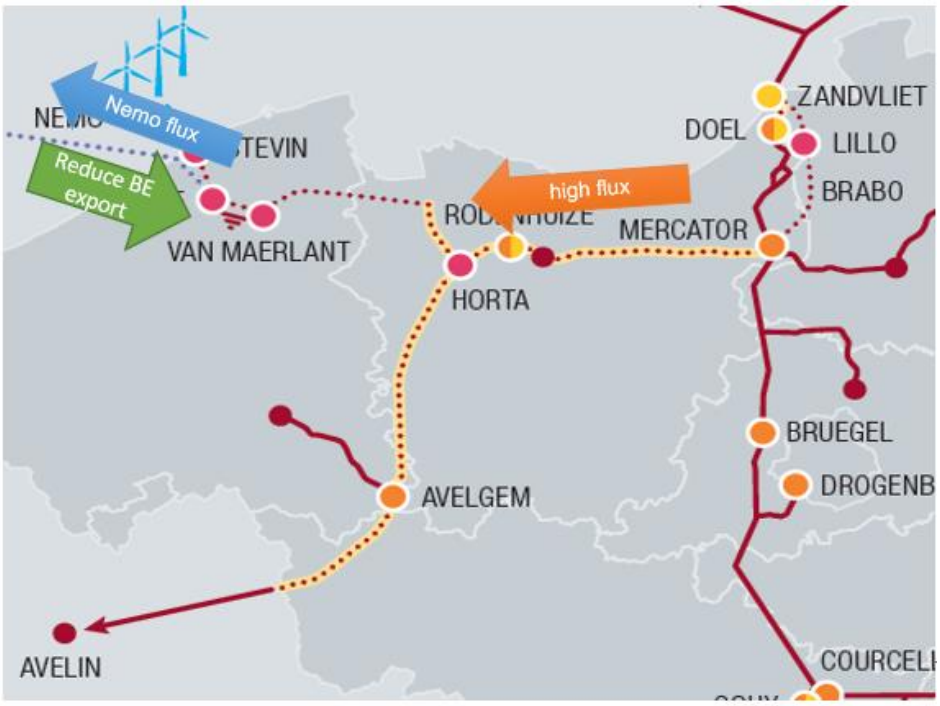


Figure 7 : état du réseau dans la Situation 3

3.3.2. Résolution de la congestion et compensation utilisée

- Activation de 300 MW de countertrading sur NEMO Link (réduction de l'export vers le Royaume-Uni) réalisée entre 9h et 11h ;
- Compensation via DC bids disponibles (environ 1500 MW disponibles comme illustré à la Figure 8).

[8] Cette situation est décrite à la demande de la CREG

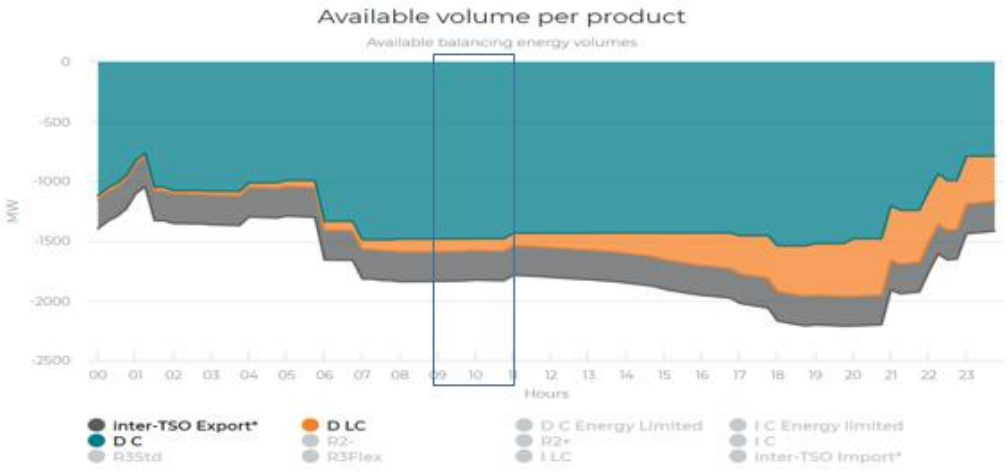


Figure 8 : volume total d'énergie d'équilibrage à la baisse disponible dans la Situation 3

3.3.3. Résolution de la congestion et compensation possible via accès au marché ID

Dans cette situation, l'utilisation de l'accès au marché ID aurait permis de mieux assurer la préservation des obligations en matière de réserve de balancing étant donné le volume important de countertrading. Cependant, la localisation du bid de compensation pourrait ici avoir une influence négative sur le countertrading réalisé afin de lever la congestion si les D-bids proviennent d'un endroit proche de la frontière française. Cette situation ne sera donc pas intégrée dans la proposition d'extension des règles pour l'accès au marché ID.

3.4. Proposition d'extension des cas d'utilisation

Sur base des situations 1 et 2 décrites dans les sections précédentes, Elia propose d'étendre les règles d'utilisation du marché ID en incluant les cas suivants:

- Un besoin de countertrading sur Nemo Link est détecté après 18h en J-1 à la demande d'Elia pour résoudre des congestions locales dans le réseau Elia **sur l'axe Mercator – Horta en cas de coupure de l'axe Horta – Avelin vers la France (en N ou N-1) ;**
- Un besoin de countertrading sur Nemo Link est détecté après 18h en J-1 à la demande d'Elia pour résoudre des congestions locales dans le réseau Elia **sur l'axe Horta – Avelin (vers la France) en cas de coupure de l'axe Mercator – Horta (en N ou N-1).**

4. Analyse de la décision de la CREG

Dans sa décision (B)1905 du 4 avril 2019, la CREG demande à Elia de prendre en compte les remarques 56 à 62 de cette décision dans sa nouvelle proposition.

1. Concernant le monitoring des activations de l'accès au marché ID (points 56 et 57), Elia propose de conserver l'approche présentée dans la première proposition ; à savoir l'envoi d'un rapport à la CREG mensuellement lorsque des activations de l'accès au marché ID ont eu lieu lors du mois précédent. Les informations fournies sont conformes au point 56 de la décision (B)1905 et sont décrits au chapitre 7 de la nouvelle proposition de règles.

2. Dans sa nouvelle proposition de règles, Elia propose de conserver le recours à un acteur neutre pour accéder au marché ID (point 58), sur base et selon les principes de coopération tel qu'échangé bilatéralement avec la CREG.
3. Elia confirme l'utilisation des capacités réelles des liaisons en fonction des informations les plus récentes (point 59) dans le cadre de l'identification des congestions.
4. Concernant la transparence en matière de congestion (point 60), Elia réfère vers le document « Règles en matière de coordination et de gestion de la congestion » soumis à la CREG le 25/10/2019 pour approbation. L'article 19 de ce document détaille les informations qui seront publiées dans le cadre de la gestion des congestions. En outre, Elia propose de publier sur le site de JAO le rapport mensuel fourni à la CREG lorsque des activations de l'accès au marché ID ont eu lieu lors du mois précédent tel que décrit au chapitre 7 de la nouvelle proposition de règles.
5. Concernant la priorité de la production d'électricité à partir d'éoliennes en mer sur les autres formes de production d'électricité (point 61), Elia réfère également vers les « Règles en matière de coordination et de gestion de la congestion » dont le chapitre 5 mentionne les règles en matière d'appel prioritaire.
6. Concernant les liens entre cette proposition et les mécanismes liés à la gestion des congestions (point 62), Elia n'identifie pas d'impact. En particulier les liens entre le « Clean Energy package » et la gestion des congestions a été pris en compte dans les « Règles en matière de coordination et de gestion de la congestion ».

5. Analyse de la contreproposition formulée par FEBEG dans la réponse à la consultation publique

Dans sa décision (B)1905 du 4 avril 2019, la CREG demande à Elia de prendre en compte l'évaluation de la proposition formulée par FEBEG dans sa réponse à la consultation publique.

Concernant les commentaires généraux de FEBEG, Elia ne partage pas la déclaration de FEBEG à propos de la violation du principe de dissociation dans le cadre de l'accès au marché ID par Elia. Elia est d'avis que l'accès au marché ID est bel et bien une approche basée sur un mécanisme fondé sur les principes d'un marché libre, car il permet précisément d'aller chercher les bids sur le marché ID où la liquidité est la plus élevée. Elia estime également que la transparence est assurée avec ce mécanisme puisque les bids de compensation sont obtenus via une plateforme d'échange d'un NEMO à laquelle tous les acteurs ont accès.

Au niveau de sa contreproposition, FEBEG propose une approche en deux étapes :

1. Si les besoins en compensation sont inférieurs aux bids disponibles via la procédure ID, FEBEG propose de ne rien changer au processus actuel ;
2. Si les besoins en compensation sont supérieurs aux bids disponibles via la procédure ID, FEBEG propose d'organiser un « call for bids ».

Concernant le point 1, Elia veut préciser que la disponibilité des bids via la procédure de redispatching en ID n'est pas garantie. De plus, la compensation via cette procédure devant être effectuée proche du temps réel, la liquidité des moyens de compensation est forcément moindre. Il y a donc un risque de ne pas trouver les bids de compensation nécessaires que l'accès au marché ID permet de diminuer. De plus, cette approche basée uniquement sur les bids disponibles via la procédure en ID pose le risque d'utiliser les réserves qui sont destinées à assurer l'équilibre de la zone en cas de déséquilibre.

Concernant le point 2, le mécanisme proposé par FEBEG ne garantit pas la disponibilité de volume additionnel pour la compensation puisque cela dépend de la participation des acteurs de marché au « call for bids ». De plus, l'optimisation des coûts n'est pas assurée pour le système puisque les acteurs de marché peuvent proposer des prix libres pour ces bids additionnels. L'avantage de mise en concurrence des acteurs de marché via le marché ID est donc perdu.

6. Conclusion

Les résultats de la période d'essai ont montré que l'accès au marché ID a une valeur ajoutée en termes de flexibilité, liquidité et optimisation des coûts pour la compensation des activations liées à la gestion des congestions malgré un potentiel d'utilisation limité par les règles en vigueur durant la période de test.

Elia propose donc une nouvelle version des règles pour l'accès au marché ID en incluant les modifications suivantes :

- Une extension des cas d'utilisation conformément à ce qui a été présenté à la section 3.4 de cette note.
- Une durée de validité indéterminée ainsi que la possibilité de modifier ces règles à l'initiative d'Elia ou à la demande de la CREG.

ELIA TRANSMISSION BELGIUM

REGLES DE FONCTIONNEMENT POUR L'ACCES AU MARCHE INFRAJOURNALIER DE L'ELECTRICITE DANS LE CADRE DE LA COMPENSATION DU REDISPATCHING ET COUNTERTRADING POUR LA GESTION DE LA CONGESTION

ENTREE EN VIGUEUR AU [...]

Table des matières

Table des matières 2

1. Introduction 3

2. Définitions 3

3. Références légales 4

4. Entrée en vigueur et durée de validité des présentes règles 5

5. Règles pour l'utilisation du marché ID dans le cadre de la gestion de la congestion 6

5.1. Introduction 6

5.2. Description des règles pour l'utilisation du marché ID 8

5.2.1. Exemple 1 : Countertrading sur Nemo Link à la demande du gestionnaire de réseau anglais pour lever une contrainte de congestion locale au Royaume-Uni 9

5.2.2. Exemple 2: Countertrading sur Nemo Link à la demande d'Elia pour lever une contrainte de congestion locale en Belgique 10

5.2.3. Exemple 3: Countertrading sur Nemo Link à la demande d'Elia pour lever une contrainte de congestion locale en Belgique 11

6. Conditions spécifiques applicables à l'accès au marché ID par Elia 12

7. Monitoring et transparence 12

1. Introduction

Ce document décrit les principes régissant l'accès au marché infrajournalier (ci-après « marché ID ») de l'électricité par Elia Transmission Belgium (ci-après « Elia ») dans le cadre du mécanisme de compensation en cas de redispatching et de countertrading utilisés pour résoudre des congestions dans le réseau Elia. Ces règles d'utilisation sont présentées et assorties de quelques cas concrets d'utilisation afin de les rendre plus claires. Plus spécifiquement, ce document vise à définir les règles et modalités pour permettre à Elia d'accéder au marché ID afin de compenser l'énergie utilisée dans le cadre du processus **de countertrading sur Nemo Link que ce soit à la demande d'Elia ou du gestionnaire de réseau anglais**.

Le countertrading sur Nemo Link pouvant induire des volumes importants à compenser, il sera plus difficile de trouver ces volumes de compensation via les moyens actuellement utilisés. L'accès au marché ID vise donc à augmenter la liquidité et à compléter les moyens actuellement disponibles pour compenser l'énergie utilisée lors du processus de countertrading. Ceci permet également d'optimiser les couts de compensation puisque le couplage régional des marchés ID met en compétition des unités locales CIPU[1] avec des unités disponibles dans les autres pays, tout en tenant compte des capacités disponibles sur les frontières.

Une période d'essai mise en place du 1er Mai 2019 jusqu'au 30 avril 2020 a permis de tester le processus et les résultats de l'accès au marché ID. Les présentes règles tiennent compte du retour d'expérience de la période d'essai et élargissent/précisent le nombre de cas concrets pour lesquels l'accès au marché ID peut s'appliquer.

En plus de la présente introduction, ce document est divisé en six autres sections :

- Les définitions applicables dans le cadre de ce document ;
- Les références légales ;
- L'entrée en vigueur et la durée de validité des présentes règles;
- Les règles pour l'utilisation du marché ID dans le cadre de la gestion de la congestion ;
- Les conditions spécifiques applicables à l'accès au marché ID par Elia ;
- Les règles concernant le monitoring et la transparence.

2. Définitions

Toutes les définitions présentes dans les Network Codes, la Loi relative à l'organisation du marché de l'électricité du 29 avril 1999 (« Loi Electricité ») et l'Arrêté royal établissant un règlement technique pour la gestion du réseau de transport de l'électricité et l'accès à celui-ci du 22 avril 2019 (« Règlement Technique ») sont d'application dans ce document. Pour des raisons de clarté, les définitions principales nécessaires à la compréhension de ce document sont reprises ci-dessous.

« **Marché ID** » : Marché infrajournalier de l'électricité qui ouvre le jour précédent du jour considéré, après le couplage de marché journalier et permet de faire des échanges d'énergie

[1] CIPU = Coordination of the Injection of the Production Units

de 00h00 à 23h59. Le marché ID fait référence à la fois au marché local belge (local ID) et transfrontalier européen (Cross-border ID Market - XBID).

« **Redispatching** » : tel que défini à l'article 2 26) du Règlement (UE) No 543/2013 de la commission du 14 juin 2013 concernant la soumission et la publication de données sur les marchés de l'électricité ;

« **Bidding zone** » ou « **Zone de dépôt des offres** » : tel que défini à l'article 2, 3) du Règlement (UE) No 543/2013 de la commission du 14 juin 2013 concernant la soumission et la publication de données sur les marchés de l'électricité;

« **Countertrading** » : tel que défini à l'article 2 13) du Règlement (UE) No 543/2013 de la commission du 14 juin 2013 concernant la soumission et la publication de données sur les marchés de l'électricité ;

« **Bid de congestion** » : Demande de changement de programme d'une unité par Elia dans le cadre du redispatching afin de régler un problème de congestion dans le réseau.

« **Bid de compensation** » : Demande de changement de programme d'une unité par Elia dans le cadre du redispatching et du countertrading afin de conserver l'équilibre de la zone de réglage fréquence puissance. Dans le cas du redispatching, le(s) bid(s) de compensation a(ont) le même volume total que le bid de congestion mais avec un sens opposé. Dans le cas du countertrading, le(s) bid(s) de compensation a(ont) le même volume total que le changement d'échange entre les deux zones.

« Zone de réglage fréquence puissance » ou **« LFC Area »** : tel que défini à l'article 3, 2. (12) du Règlement (UE) 2017/1485 du 2 août 2017 établissant une ligne directrice sur la gestion du réseau de transport de l'électricité (également appelé SOGL).

« **D-bid** » Bid de congestion/de compensation demandant la diminution de production d'une unité.

« **I-bid** » Bid de congestion/de compensation demandant l'augmentation de production d'une unité.

"Contrat CIPU": contrat de coordination de l'appel des unités de production; Pour les besoins du présent document le terme Contrat CIPU désigne le Contrat CIPU ou tout autre contrat approuvé par la CREG qui remplace le contrat CIPU conformément aux dispositions du règlement technique fédéral ;

« **Unité technique CIPU** » : unité de production assujettie à un contrat CIPU.

« **Procédure de redispatching en DA**» : Procédure, décrite dans le Contrat CIPU, régissant la possibilité pour Elia de changer le planning de production des unités CIPU en J-1 (jusque 18h) afin de lever des congestions dans le réseau et entre zones.

« **Procédure de redispatching en ID**» : Procédure, décrite dans le Contrat CIPU, régissant la possibilité pour Elia de changer le planning de production des unités CIPU en ID afin de lever des congestions dans le réseau et entre zones.

3. Références légales

Les présentes règles sont élaborées par le gestionnaire de réseau conformément à l'article 8, §1, 14° de la Loi Electricité qui stipule que :

« La gestion du réseau de transport est assurée par un gestionnaire unique, désigné conformément à l'article 10. A cet effet, le gestionnaire du réseau est notamment chargé des tâches suivantes :

[…]

14° publier une description générale de la méthode de gestion de la congestion appliquée dans différentes circonstances pour maximaliser la capacité disponible sur le marché, ainsi qu'un plan général de calcul de la capacité d'interconnexion pour les différentes échéances, basé sur les caractéristiques électriques et physiques du réseau; »

Les présentes règles constituent une élaboration partielle de cette description générale. En effet, d'une part ces règles seront élaborées en différent phases pour permettre un développement phasé des règles de congestion, d'autre part les éléments liés au plan général de calcul de la capacité d'interconnexion pour les différentes échéances sont décrits dans d'autres documents, notamment « Channel TSOs' proposal for the coordinated Redispatching and Countertrading methodology in accordance with Article 35 of the CACM Regulation and approved by the NRAs of the Channel Region on 23/01/2019 (hereinafter referred to as the « Channel RD and CT Methodology")» et « Core TSOs' proposal for the coordinated Redispatching and Countertrading methodology in accordance with Article 35 of the CACM Regulation that was publicly consulted on Entso-e's website between 5th of September and 5th of October 2018 (hereinafter referred to as the "Core RD and CT Methodology")» suivant les codes réseau décrits par le Règlement (UE) 2015/1222 de la Commission établissant une ligne directrice relative à l'allocation de la capacité et à la gestion de la congestion (ci-après dénommé « Règlement CACM »)

En supplément, ces règles donnent également suite à l'article 23 §2, 36° de la Loi Electricité, qui stipule:

§ 2. La commission est investie d'une mission de conseil auprès des autorités publiques en ce qui concerne l'organisation et le fonctionnement du marché de l'électricité, d'une part, et d'une mission générale de surveillance et de contrôle de l'application des lois et règlements y relatifs, d'autre part.

A cet effet, la commission :

[...] 36° surveille la gestion de la congestion du réseau de transport, y compris les interconnexions, et la mise en œuvre des règles de gestion de la congestion. La commission en informe la Direction générale de l'Energie. Le gestionnaire du réseau soumet à la commission, aux fins du présent point, son projet de règles de gestion de la congestion, en ce compris l'attribution de capacités. La commission peut lui demander, de façon motivée, de modifier ses règles dans le respect des règles de congestion fixées par les pays voisins dont l'interconnexion est concernée et en concertation avec l'ACER; »

4. Entrée en vigueur et durée de validité des présentes règles

A partir du 1er mai 2020, les présentes règles pour l'accès au marché ID dans le cadre de la compensation lors du redispatching et du countertrading entrent en vigueur pour une durée indéterminée.

Afin de prendre en compte de manière efficace les évolutions du marché et les éventuels besoins d'utilisation de l'accès au marché ID, des modifications aux règles pour l'accès au marché ID dans le cadre de la compensation lors du redispatching et du countertrading pourront être apportées au gré de ces besoins, à l'initiative d'Elia ou à la demande de la CREG.

Toute évolution ultérieure des règles pour l'accès au marché ID dans le cadre de la compensation lors du redispatching et du countertrading fera l'objet au préalable, d'une proposition d'Elia en vue d'une approbation par la CREG.

5. Règles pour l'utilisation du marché ID dans le cadre de la gestion de la congestion

5.1. Introduction

Le processus de gestion des congestions est constitué d'une série d'actions et de mesures à prendre par le gestionnaire du réseau dans le but d'éviter les congestions dans le réseau et entres deux zones de réglage afin de garantir un niveau de sécurité sur le réseau en ligne avec les règles opérationnelles décrites dans l'Article 35 du Règlement CACM et dans le Règlement (UE) 2017/1485 établissant une ligne directrice relative à l'opération des systèmes de transmission d'électricité.

Le processus de gestion des congestions fait suite à des analyses de sécurité du réseau basées sur une liste de contingences. L'objectif est de conserver la sécurité du réseau sur base du principe N-1 moyennant un impact limité sur les réseaux voisins. Toute gestion des congestions débute par une identification des besoins en termes de gestion des congestions. La congestion peut ensuite être résolue par différents moyens qui sont à disposition du gestionnaire du réseau

La gestion des congestions commence lors des analyses long-terme via des adaptations du planning de disponibilité des unités de production (statut) et des éléments du réseau et ensuite en J-1 via des mesures topologiques et/ou l'utilisation de plots sur les transformateurs déphaseurs. Si ces moyens ne suffisent pas à régler les congestions, **le redispatching interne, le cross-border redispatching et/ou le countertrading peuvent être utilisés.** Les moyens utilisés dépendent notamment du moment où les besoins sont identifiés et le recours aux différents moyens peut être décidé à différentes périodes dans le temps.

Le **redispatching** est un changement du niveau de production d'une unité pour :

- une certaine puissance (MW) ;
- une certaine période de temps à un moment spécifique.

Le redispatching peut être activé par le gestionnaire de réseau afin de résoudre des problèmes de congestion. Un bid de congestion sera alors envoyé à une unité de production afin de diminuer (D-bid) ou augmenter sa production (I-bid) durant une certaine période.

Le redispatching interne est neutre en termes d'équilibre de la Zone de réglage fréquence puissance, ce qui signifie que l'activation nécessaire pour remédier à la congestion est suivie par une activation du même volume net dans le sens opposé (bid de compensation), sauf lorsqu'il n'y a pas de bids disponibles. Il est également possible d'utiliser deux bids de congestion de sens opposé pour lever une congestion tout en conservant l'équilibre de la zone si ces deux bids ont un effet positif sur la congestion. Actuellement la demande de redispatching et de la compensation associée peuvent être effectués à partir du jour-1 jusqu'en temps réel via :

- La procédure de redispatching en DA si le besoin de redispatching est détecté avant 18h en J-1. Le redispatching se fait à un prix égal au coût via la formule définie dans le contrat CIPU.
- La procédure de redispatching en ID si besoin de redispatching est détecté après 18h en J-1. Le redispatching se fait alors à prix libres.

Le **cross-border redispatching** consiste à changer la valeur de l'échange entre deux Bidding zones à la demande d'un gestionnaire de réseau afin de régler un problème de congestion. Cela peut se faire à la demande d'Elia pour régler des congestions internes ou

à la demande d'un autre TSO pour régler ses propres congestions. Contrairement au countertrading, les moyens utilisés pour réaliser le cross-border redispatching doivent être précisément localisés dans les deux Bidding zones. Le principe du cross-border redispatching est illustré à la Figure 1.

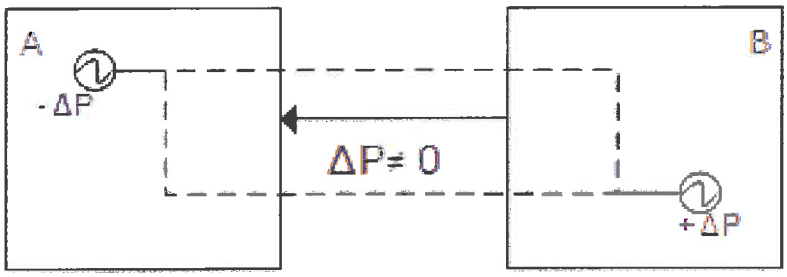


Figure 1: Principe du cross-border redispatching entre deux zones A et B

Le **countertrading** consiste à changer la valeur de l'échange entre deux Bidding zones (augmentation ou diminution de l'import ou de l'export) à la demande d'un gestionnaire de réseau afin de régler un problème de congestion. Cela peut se faire à la demande d'Elia ou à la demande d'un autre TSO pour régler des congestions entre ces deux zones. A la différence du cross-border redispatching, le countertrading n'impose pas que le changement de niveau de production des unités soient localisés précisément dans les deux Bidding zones concernées. Le principe du countertrading est illustré à la Figure 2.

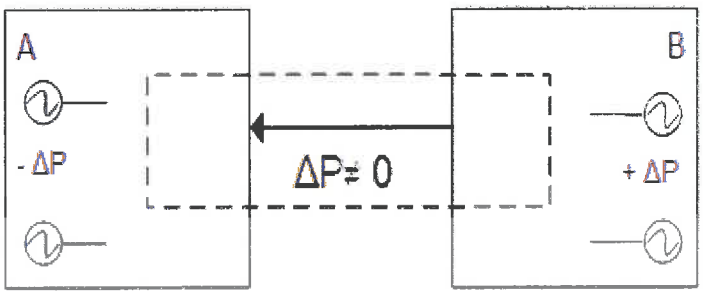


Figure 2: Principe du countertrading entre deux zones A et B

Dans le cadre du countertrading et du cross-border redispatching sur Nemo Link, le changement de valeur de l'échange consiste à changer le flux sur le câble HVDC entre la Belgique et le Royaume-Uni afin de résoudre des congestions locales. Ce changement de flux nécessitera une compensation dans chaque zone afin de conserver l'équilibre des deux zones. Dans le cas du cross-border redispatching, les actions internes à prendre du côté du TSO à la base de la demande seront localisées précisément. Dans le cas du countertrading sur Nemo Link, la localisation de ces actions internes au sein des zones belge et anglaise n'aura pas d'importance.

L'accès au marché ID après 18h par le gestionnaire de réseau permet de trouver des bids de compensation directement sur le marché ID local et crossborder (après couplage avec les autres marchés ID européens). Cela a plusieurs avantages :

- Augmentation potentielle du volume disponible pour réaliser la compensation des mécanismes de redispatching/countertrading;

- Optimisation économique des bids de compensation via le couplage du marché ID local avec les autres marchés ID européens;
- Préservation des obligations de réserves pour maintenir l'équilibre de la zone.

Les moyens de compensation en cas de redispatching et de countertrading sont alors potentiellement plus nombreux comme illustré à la figure 3 :

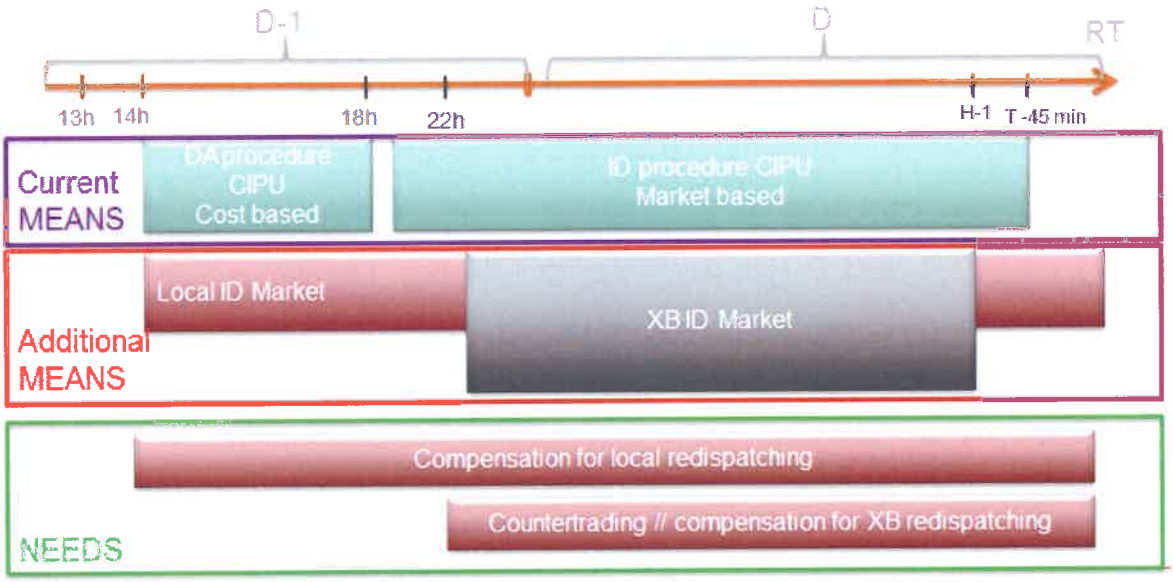


Figure 3 : Moyens actuels et additionnels en cas d'accès au marché ID pour la compensation du redispatching et du countertrading

5.2. Description des règles pour l'utilisation du marché ID

Les règles suivantes définies dans ce document sont compatibles avec le Règlement CACM ainsi que toutes les méthodologies qui en découlent et en particulier avec le « Channel RD and CT Methodology » en accordance avec l'article 74 du Règlement CACM.

Dans le cadre de la gestion de la congestion, l'accès au marché ID pour la compensation des bids de congestion est limité uniquement aux cas suivants:

a. Un besoin de countertrading sur Nemo Link est détecté après 18h en J-1 à la demande d'Elia pour résoudre des congestions locales dans le réseau Elia sur l'axe Gezelle-Horta ;

b. Un besoin de countertrading sur Nemo Link est détecté après 18h en J-1 à la demande d'Elia pour résoudre des congestions locales dans le réseau Elia sur l'axe Mercator – Horta en cas de coupure de l'axe Horta – Avelin vers la France (en N ou N-1) ou sur l'axe Horta – Avelin (vers la France) en cas de coupure de l'axe Horta – Mercator (en N ou N-1) ;

c. Un besoin de countertrading sur Nemo Link est détecté après 18 h en J-1 à la demande du gestionnaire de réseau anglais pour résoudre des contraintes de congestion au Royaume-Uni.

L'accès au marché ID ne sera par contre pas utilisé dans les cas suivants :

d. Un besoin de redispatching/countertrading est détecté avant 18h en J-1 puisque le marché ID n'est pas encore couplé avec les autres marchés ID européens à ce moment. Les avantages résultant de ce couplage (tels que la disponibilité de volume additionnel et l'optimisation économique) ne sont donc pas disponibles.

e. Un besoin de redispatching interne est détecté après 18h en J-1 pour résoudre des congestions dans le réseau Elia mais la compensation doit être faite à un endroit précis dans le réseau afin de ne pas contrer l'effet du bid de congestion et/ou pour éviter le renforcement de la congestion existante ou la création d'autres congestions.

f. Cross-border redispatching puisque cela nécessite une localisation précise des moyens de compensation.

Lorsque les situations a, b et c (décrites ci-dessus) se produisent, Elia procède à l'activation d'un ou plusieurs bids de compensation en utilisant les volumes disponibles sur le marché ID et/ou les volumes d'énergie d'équilibrage non-contractée ou, si nécessaire, contractée. La sélection et activation du/(des) bid(s) de compensation sont effectuées le plus rapidement possible après l'activation du countertrading sur Nemo-Link.

Lors de l'accès au marché ID, il est nécessaire de fournir le volume correspondant au besoin de compensation ainsi que le prix maximum acceptable pour l'achat de ce volume sur le marché ID. Concernant le prix maximum associé au volume de compensation nécessaire, les règles suivantes seront appliquées :

1. Si le besoin de compensation est inférieur ou égal aux volumes disponibles via la procédure de redispatching en ID : le prix maximum sera le prix moyen pondéré si le volume devait être couvert via la procédure de redispatching en ID ;
2. Si le besoin de compensation est supérieur aux volumes disponibles via la procédure de redispatching en ID : Il n'y a pas de prix maximum.

Ces règles ont pour but d'utiliser en priorité les volumes disponibles sur le marché ID afin d'éviter l'utilisation de la liquidité nécessaire pour satisfaire les obligations en matière de réserves de balancing, ou des réserves contractées, pour la compensation des mécanismes de gestion des congestions. Dans le cas contraire, il y a un risque pour le système de ne pas avoir assez de réserve de balancing.

Si le besoin de countertrading émane d'un autre TSO qu'Elia, des règles spécifiques pour gérer le transfert de coût des bids activés sur le marché ID sont d'application conformément aux règles décrites dans le « Channel RD and CT Methodology » conformément à l'article 74 du Règlement CACM.

Afin d'illustrer le besoin de countertrading dans le cadre de Nemo Link et de la compensation associée via un accès au marché ID, trois exemples d'application sont présentés ci-dessous. Ces exemples étant présentés à titre d'illustration, l'accès au marché ID ne sera pas limité à ces seuls cas et sera utilisé pour la compensation du countertrading sur Nemo Link selon les règles décrites précédemment.

5.2.1. Exemple 1 : Countertrading sur Nemo Link à la demande du gestionnaire de réseau anglais pour lever une contrainte de congestion locale au Royaume-Uni

Description du problème rencontré

En cas de contraintes locales au Royaume-Uni, le gestionnaire de réseau anglais peut demander de faire du countertrading sur Nemo Link afin de lever la congestion. Dans ce cas, Elia va devoir compenser le changement de flux sur Nemo Link.

Schéma du réseau et sens des flux à la base de la congestion

Congestion et solution apportée

Dans le cas présenté ci-dessus, la contrainte au Royaume-Uni serait levée via les actions suivantes :

- Countertrading sur Nemo Link pour diminuer l'export vers le Royaume-Uni;
- D-bid de compensation sans préférence de provenance.

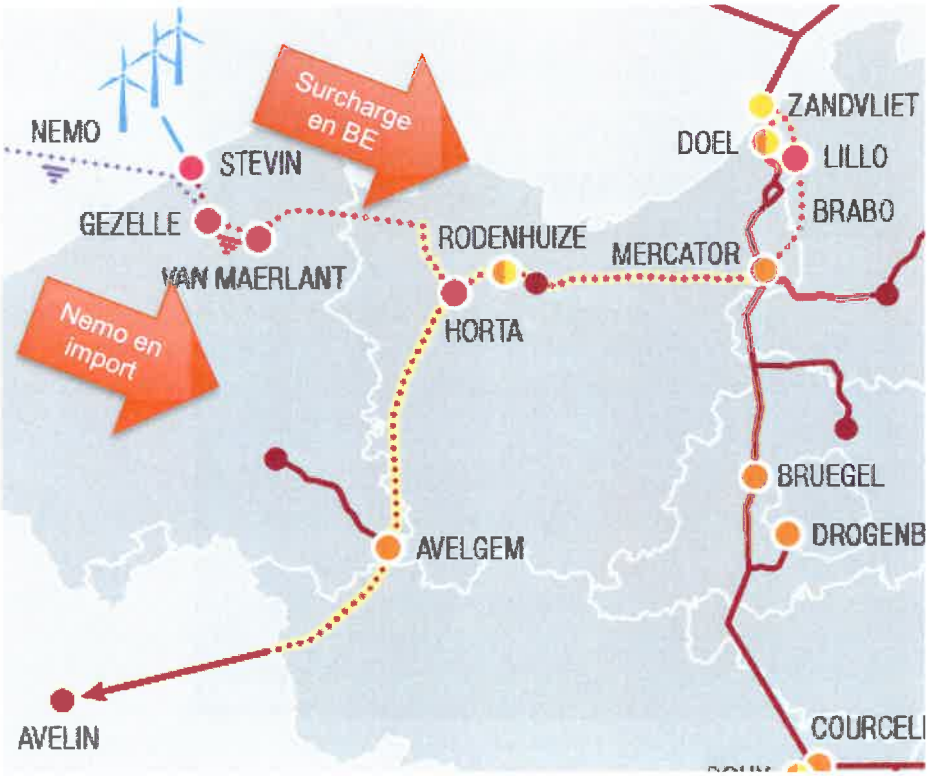
Vu que la contrainte se situe au Royaume-Uni, la localisation de la compensation n'a pas d'importance pour la zone belge et peut se faire dans tous les cas via le marché ID.

5.2.2. Exemple 2: Countertrading sur Nemo Link à la demande d'Elia pour lever une contrainte de congestion locale en Belgique

Description du problème rencontré

En cas de contraintes locales en Belgique sur l'axe Gezelle-Horta, Elia aura recours à du countertrading sur Nemo Link afin de lever la congestion. Dans ce cas, le changement de flux sur Nemo Link devra aussi être compensé au sein de la zone belge.

Schéma du réseau et sens des flux à la base de la congestion



Congestion et solution apportée

Dans le cas présenté ci-dessus, la contrainte en Belgique serait levée via les actions suivantes :

- Countertrading sur Nemo Link pour diminuer l'import vers la Belgique;
- I-bid de compensation sans préférence de provenance.

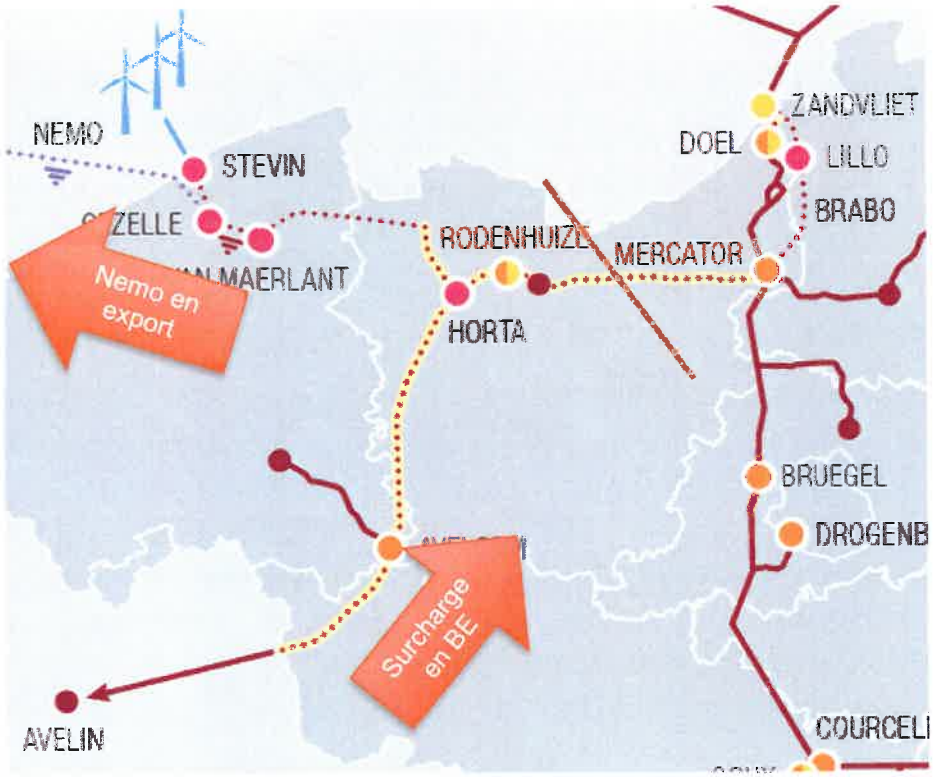
Vu qu'il s'agit d'un cas de countertrading, la localisation de la compensation n'a pas d'importance pour la zone belge et peut se faire via le marché ID.

5.2.3. Exemple 3: Countertrading sur Nemo Link à la demande d'Elia pour lever une contrainte de congestion locale en Belgique

Description du problème rencontré

En cas de coupure de l'axe Mercator-Horta (en N ou N-1) et de contraintes locales en Belgique sur l'axe Horta – Avelin (France), Elia aura recours à du countertrading sur Nemo Link afin de lever la congestion. Dans ce cas, le changement de flux sur Nemo Link devra aussi être compensé au sein de la zone belge.

Schéma du réseau et sens des flux à la base de la congestion



Congestion et solution apportée

Dans le cas présenté ci-dessus, la contrainte en Belgique serait levée via les actions suivantes :

- Countertrading sur Nemo Link pour diminuer l'export vers le Royaume-Uni;
- D-bid de compensation sans préférence de provenance.

Vu qu'il s'agit d'un cas de countertrading et que l'axe Gezelle-Horta se retrouve en antenne sur l'axe Avelin (FR) - Horta, la localisation de la compensation n'a pas d'importance pour la zone belge et peut se faire via le marché ID.

6. Conditions spécifiques applicables à l'accès au marché ID par Elia

Au vu des présentes règles et pour éviter des risques d'abus de marché, l'accès au marché ID se fera en s'appuyant sur les services d'un acteur neutre, qui n'est pas actif directement sur le marché belge mais qui dispose de l'expérience et des outils nécessaires.

7. Monitoring et transparence

Un rapport sera envoyé à la CREG mensuellement lorsque des activations du marché ID ont eu lieu lors du mois précédent. Ce rapport résumera toutes les activations de countertrading menant à l'utilisation du marché ID ayant eu lieu dans le mois précédent et sera disponible environ 10 jours ouvrables après le mois considéré. Les informations suivantes seront disponibles par activation:

- Le volume activé ;
- La période de temps ;

- Le prix moyen pondéré d'activation (inclus coûts de transaction) ;
- La raison de l'activation (countertrading sur Nemo Link à la demande d'Elia ou du gestionnaire de réseau anglais) ;
- Le volume de countertrading activé sur Nemo Link ;
- Si la congestion se trouve dans la zone belge :
    - L'élément surchargé ;
    - Le pourcentage de surcharge ;
    - Le N-1 à la base de la surcharge ;
    - Le processus de détection de la congestion (surcharge détectée via l'analyse de sécurité basée sur le DACF[2] et confirmée ensuite durant l'analyse de sécurité IDCF[3]/Real-time).

Ce rapport sera également mis à disposition des acteurs de marché via une publication sur le site de JAO dans le mois suivant le mois considéré.

Afin d'assurer la transparence du processus d'augmentation de capacité en ID sur les frontières belges pour les acteurs de marché, une publication sur le site de JAO sera effectuée lorsqu'une telle augmentation sera disponible.

---

[2] Day-ahead Congestion Forecast

[3] Intraday Congestion Forecast