



**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

---

<b>1. Introduction</b> .....	<b>3</b>
<b>2. Analyse de la période d'essai</b> .....	<b>4</b>
<b>2.1. Activation du 11 août 2019</b> .....	<b>4</b>
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
<b>3. Extension des règles pour le fonctionnement du marché ID</b> .....	<b>8</b>
<b>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</b> .....	<b>8</b>
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
<b>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</b> .....	<b>10</b>
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
<b>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</b> .....	<b>12</b>
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
<b>3.4. Proposition d'extension des cas d'utilisation</b> .....	<b>13</b>
<b>4. Analyse de la décision de la CREG</b> .....	<b>13</b>
<b>5. Analyse de la contreproposition formulée par FEBEG dans la réponse à la consultation publique</b> .....	<b>14</b>
<b>6. Conclusion</b> .....	<b>15</b>

## 1. Introduction

En février 2019, Elia a soumis à la CREG une proposition de règles régissant l'accès par Elia au marché intrajournalier 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 1<sup>er</sup> 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 1<sup>er</sup> février 2020<sup>1</sup> 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.

---

<sup>1</sup> 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 1<sup>er</sup> 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)<sup>2</sup> 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

<sup>2</sup> 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.

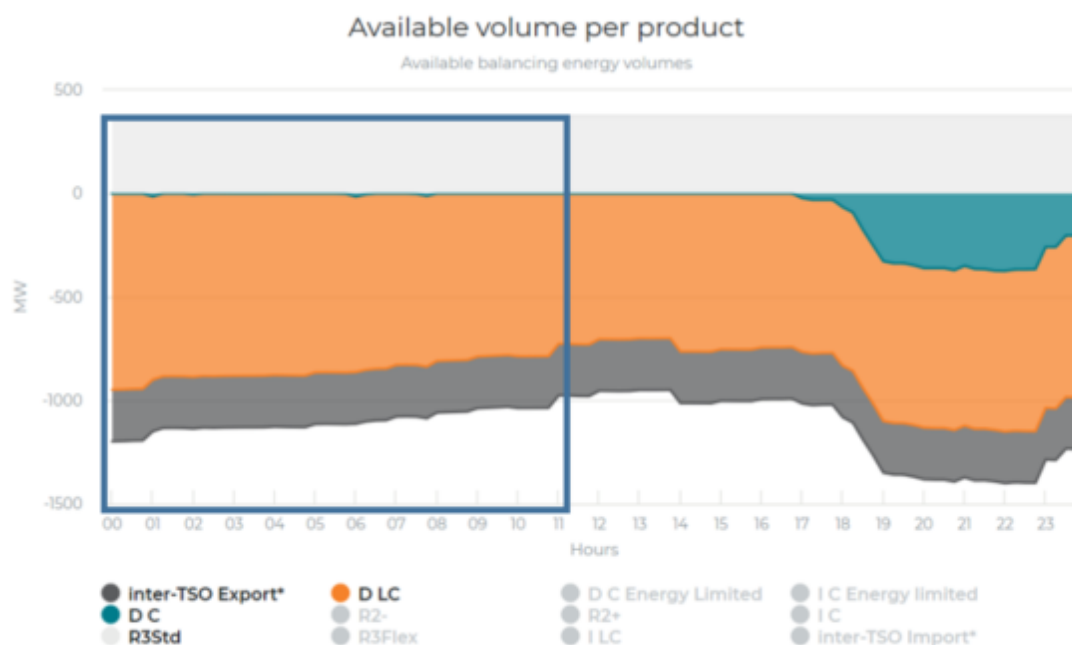


Figure 1 : volume total d'énergie d'équilibrage à la baisse disponible pour le 11/08/2019 (par type de produit).

Source : [site web d'Elia](http://site.web.elia) <sup>3</sup>

Quarter	Total Downward [MW]	InterTso_E[MW] <sup>4</sup>	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

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

<sup>4</sup> 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<sup>5</sup>. 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.

<sup>5</sup> 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)<sup>6</sup>. 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

<sup>6</sup> 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<sup>7</sup> 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 **interconnexions 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.

---

<sup>7</sup> 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)

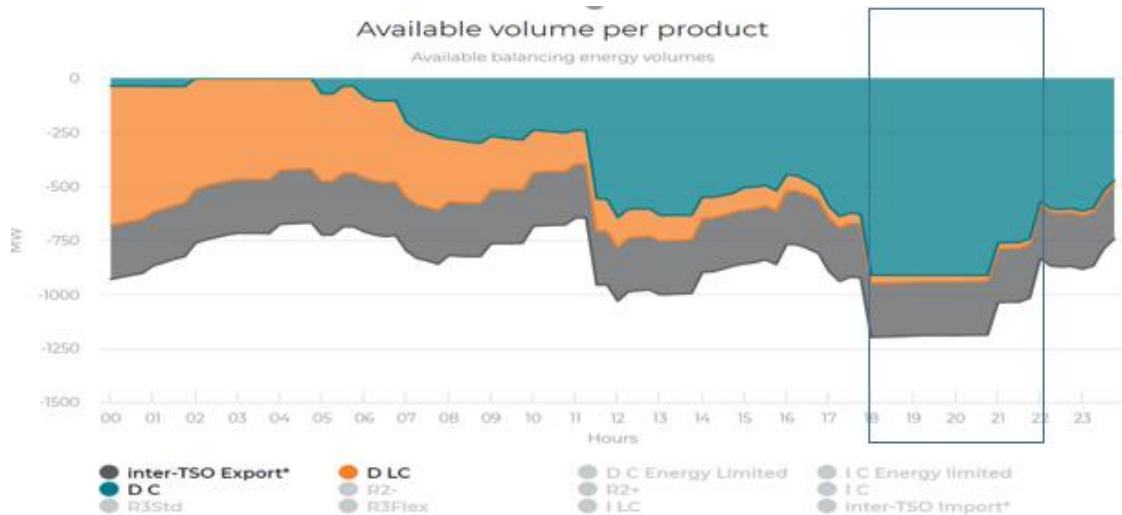


Figure 3 : volume total d'énergie d'équilibrage à la baisse disponible dans la Situation 1

### 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

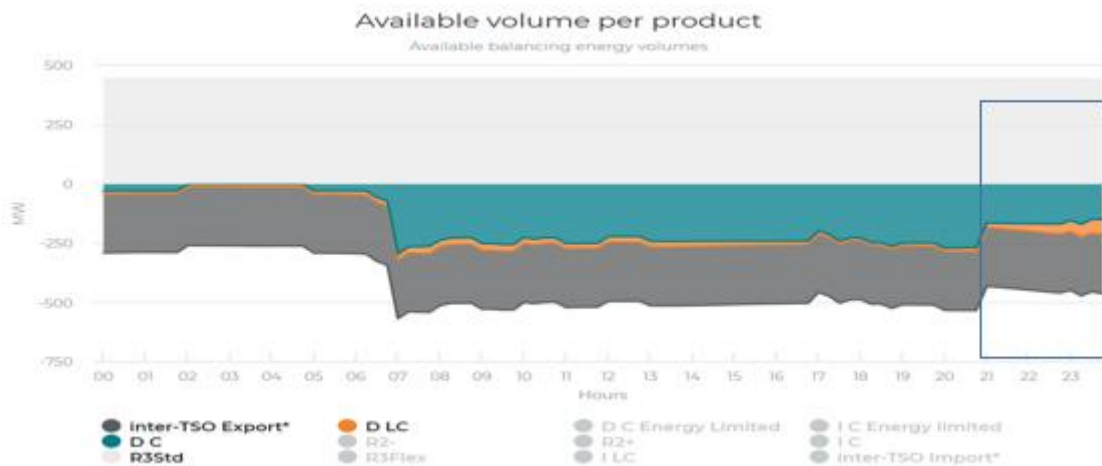


Figure 5 : volume total d'énergie d'équilibrage à la baisse disponible dans la Situation 2

### 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<sup>8</sup> : 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).

<sup>8</sup> Cette situation est décrite à la demande de la CREG

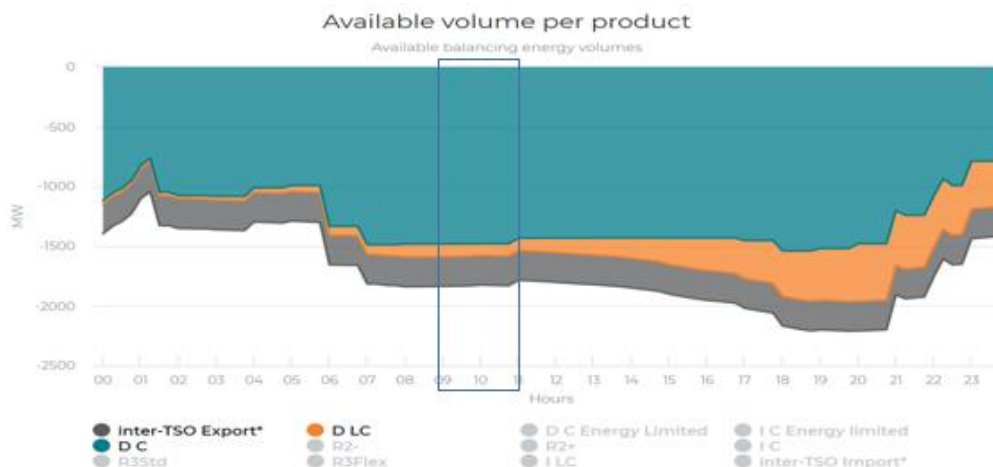


Figure 8 : volume total d'énergie d'équilibrage à la baisse disponible dans la Situation 3

### 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.

-----

