

ELIA SYSTEM OPERATOR

**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. L'entrée en vigueur et la durée de la période d'essai	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
6. Conditions spécifiques applicables à l'accès au marché ID par Elia	11
7. Monitoring et transparence	11

1. Introduction

Ce document décrit les principes régissant l'accès au marché intrajournalier (ci-après « marché ID ») de l'électricité par Elia System Operator (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. Les 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 pourrait également optimiser les coûts de compensation puisque le couplage régional des marchés ID met en compétition des unités locales CIPU¹ avec des unités disponibles dans les autres pays, tout en tenant compte des capacités disponibles sur les frontières.

Une période d'essai est mise en place afin de tester le processus et les résultats de l'accès au marché ID. Les règles explicitées dans ce présent document sont d'application durant cette période d'essai.

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 la période d'essai ;
- 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 19 décembre 2002 (« 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 intrajournalier de l'électricité qui ouvre le jour précédent du jour considéré, après le couplage de marché journalier et permet de faire des échanges

¹ CIPU = Coordination of the Injection of the Production Units

d'énergie 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** » : Changement du niveau de production d'une unité par le gestionnaire de réseau afin de résoudre un problème de congestion dans le réseau sans modifier le niveau de production total dans la zone de réglage. Le redispatching est donc réalisé via un bid de congestion et une compensation associée ou via deux bids de congestion de sens opposé ayant un effet positif sur la congestion.

« **Countertrading** » : Changement de l'échange entre deux zones de marché demandé par un gestionnaire de réseau afin de résoudre un problème de congestion entre ces deux zones.

« **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 contrôle. Dans le cas du redispatching, le bid de compensation a le même volume que le bid de congestion mais avec un sens opposé. Dans le cas du countertrading, le bid de compensation a le même volume que le changement d'échange entre les deux zones.

« **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.

« **Unité technique CIPU** » : unité de production assujettie à un contrat CIPU (Contract for the coordination of injection of production units).

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

« **CIPU ID for redispatching** » : Procédure, décrit 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 différentes phases pour permettre un développement phasé des règles de congestion suite à une période de test, 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 submitted to the NRAs of the Channel Region for approval on 17/03/2018 and updated on 23/11/2018 following a request for amendment from Channel NRAs (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. L'entrée en vigueur et la durée de la période d'essai

Les présentes règles pour l'accès au marché ID dans le cadre de la compensation lors du redispatching et du countertrading sont introduites pour une période d'essai qui entre en vigueur dès approbation par la CREG pour une période d'un an.

Cette période d'essai permettra de juger la valeur ajoutée apportée par l'accès et l'utilisation du marché ID. La période d'essai doit en effet être suffisamment longue pour gagner assez d'expérience sur 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.

Un rapport sera mis à disposition de la CREG et des acteurs de marché vers la fin de la période d'essai afin d'évaluer ces objectifs. Dans ce rapport, Elia présentera également des informations sur l'utilisation du marché ID dans d'autres situations de redispatching/countertrading que celles actuellement autorisées par les présentes règles. Ces informations pourraient servir de base pour un élargissement du cadre d'application des règles après la période d'essai.

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 entre 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 contrôle, 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 sur les unités de production restantes. 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 CIPU 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 CIPU 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 zones de marché 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. Les moyens utilisés pour réaliser le cross-border redispatching doivent être précisément localisés dans les deux zones de marché. Le principe du cross-border redispatching est illustré à la Figure 1.

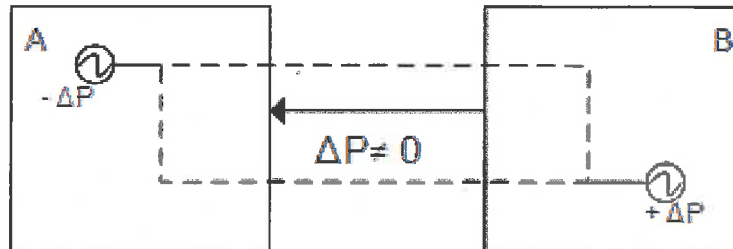


Figure 1: Principe du cross-border redispatching entre deux zones A et B

Le **countertrading** consiste à changer la valeur de l'échange entre deux zones de marché (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 zones de marché concernées. Le principe du countertrading est illustré à la Figure 2.

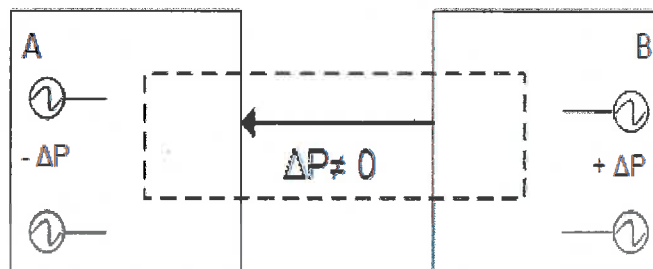


Figure 2: Principe du countertrading entre deux zones A et B

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 permettrait de trouver des bids de compensation directement sur le marché ID local et crossborder (après couplage avec les autres marchés ID européens). Cela aurait 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 seraient alors potentiellement plus nombreux comme illustré à la figure 3 :

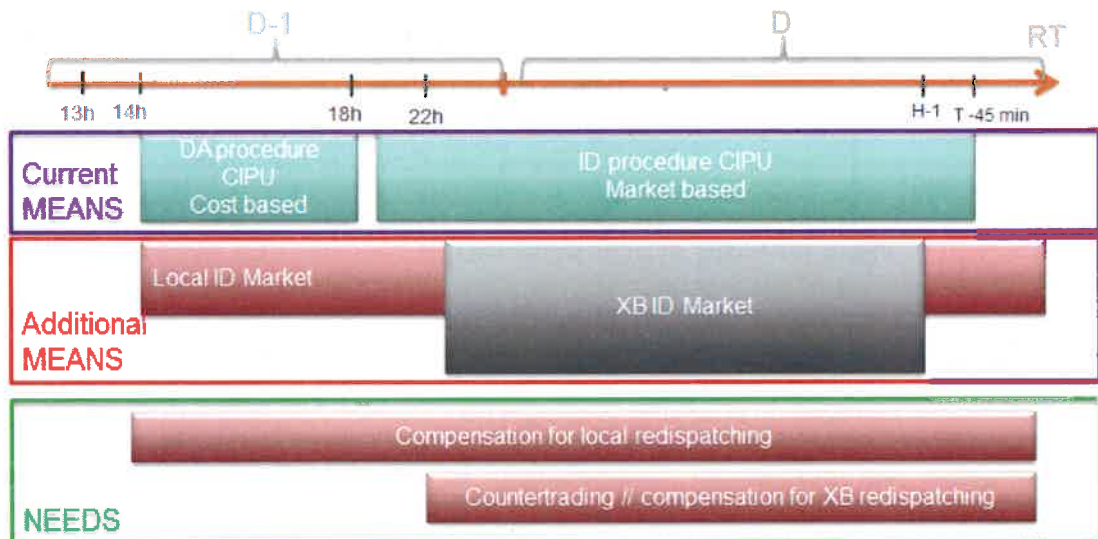


Figure 3 : Moyens actuels et additionnels en cas d'accès au marché ID pour la compensation du redispatching et du countertrading

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

Durant la période d'essai décrite dans ce document, des règles particulières sont définies pour l'utilisation par Elia du marché ID. Ces règles sont compatibles 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 durant la période de test:

- 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 ;
- 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 :

- 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.
- 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.

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

Lorsque le marché ID est utilisé, les volumes de compensation nécessaires sont obtenus via les moyens suivants et dans cet ordre :

1. Volumes disponibles sur le marché ID ;
2. Volumes disponibles via la procédure CIPU ID et réserves contractées si nécessaire pour compléter le volume de compensation requis.

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 CIPU ID : le prix maximum sera le prix moyen pondéré si le volume devait être couvert via la procédure CIPU ID ;
2. Si le besoin de compensation est supérieur aux volumes disponibles via la procédure CIPU 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 » en accordance avec 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, deux 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.

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

Puisqu'il s'agit d'une phase d'essai, Elia ne développera pas lui-même les outils nécessaires pour accéder directement au marché ID. L'accès au marché ne peut pas non plus se faire via un acteur actif sur le marché belge pour éviter des risques d'abus de marché. L'accès au marché ID doit se faire 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. 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 DACF² et confirmée ensuite durant l'analyse de sécurité IDCF³/Real-time)

Un résumé de ces activations sera disponible dans le rapport qui sera mis à disposition des acteurs de marché vers la fin de la période de test, comme décrit au chapitre 4.

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