



Réseau de transport d'électricité

XX/XX/2014

---

---

---

# Méthodologie de calcul des capacités d'échanges transfrontaliers d'électricité appliquée par RTE aux frontières françaises

*De l'échéance annuelle à infrajournalière*



# Table des matières

Objet du document .....	3
Introduction.....	3
1. Préambule - Définitions.....	3
1.1. Définitions.....	3
1.2. Coefficients d'influcement .....	7
2. Principes généraux du calcul de capacité .....	8
2.1. Différentes méthodologies de calcul de capacité appliquées aux interconnexions de RTE .....	8
2.2. Méthodologie RTE et principes de base.....	9
2.2.1. Méthodologie générale RTE.....	9
2.2.2. Schéma général des différentes étapes d'un calcul de NTC.....	9
2.2.3. De la marge physique disponible à la capacité commerciale : méthodologie détaillée RTE .....	11
2.2.4. Décomposition des échanges transfrontaliers .....	14
2.2.5. Utilisation des parades.....	15
2.3. Niveaux de coordination des calculs de capacités .....	15
2.4. Calcul de capacité et gestion des incertitudes .....	17
2.4.1. Généralités .....	17
2.4.2. Gestion des incertitudes dans la méthodologie RTE .....	19
3. Méthodologie mise en œuvre aux frontières françaises.....	22
3.1. Echéance annuelle, mensuelle et hebdomadaire .....	22
3.1.1. Calculs de capacité spécifiques ou avec coordination régionale complète.....	22
3.1.2. Calcul de capacité basé sur la méthodologie RTE.....	23
3.2. Echéance J-2 .....	27

3.2.1.	Calcul de capacité spécifique ou avec coordination régionale complète.....	28
3.2.2.	Calcul de capacité basé sur la méthodologie RTE.....	28
3.3.	Echéances J-1 et infrajournalière .....	35
3.3.1.	Généralités .....	35
3.3.2.	Spécificité France Angleterre .....	36
3.4.	Création des situations de références utilisées par la méthodologie RTE.....	36

## Objet du document

---

En application de l'article 15 du règlement européen n° 714/2009 du Parlement européen et du Conseil du 13 juillet 2009 sur les conditions d'accès au réseau pour les échanges transfrontaliers d'électricité et de l'article 30-I du décret n° 2006-1731 du 23 décembre 2006 modifié, approuvant le cahier des charges type de concession du réseau public de transport d'électricité, RTE doit établir et publier la méthodologie de calcul des capacités totales d'échange transfrontalier et des marges de sécurité.

Le présent document définit les règles de calcul des capacités et des marges de sécurité appliquées par le gestionnaire du réseau public de transport d'électricité aux interconnexions électriques pour assurer la sécurité opérationnelle du réseau à partir des caractéristiques électriques et physiques des éléments le constituant et des prévisions de production et de consommation sur les différents nœuds du réseau.

Ces règles ont été approuvées par la Commission de régulation de l'énergie par une délibération en date du [xx/xx/xxxx].

## Introduction

---

Afin d'assurer la cohérence dans le temps des calculs des capacités, une méthodologie harmonisée de calcul des capacités d'échanges transfrontaliers a été adoptée aux divers horizons depuis l'annuel jusqu'à l'infra-journalier. Cette méthodologie, ainsi que son application concrète dans le cadre du calcul des capacités sur l'ensemble des frontières françaises, est explicitée dans les chapitres ci-dessous. Lorsqu'une méthodologie coordonnée régionale existe, alors c'est cette dernière qui s'applique, au lieu de la méthodologie harmonisée RTE.

## 1. Préambule - Définitions

---

### 1.1. Définitions

Certains termes utilisés couramment au sujet du calcul des capacités sont détaillés ci-dessous. Ces définitions sont en phase avec la documentation publiée par l'ENTSO-E<sup>1</sup> ainsi

---

<sup>1</sup> « *Definitions of Transfer Capacities in liberalised Electricity Markets* » – rapport final avril 2001.

qu'avec les définitions issues de l'article 9 du cahier des charges de concession du Réseau Public de Transport français.

AAC (Already Allocated Capacity – Capacité Déjà Allouée) : le niveau de droits d'échanges transfrontaliers d'électricité déjà alloué via la méthode d'allocation en place à chaque échéance temporelle.

Allocation : processus de mise en vente des droits d'échanges transfrontaliers d'électricité.

ATC (Available Transmission Capacity – Capacité Disponible de Transfert) : représente la portion de NTC qui reste disponible pour les allocations futures. L'ATC est définie par l'équation suivante :  $ATC = NTC - AAC$

Bloc Est : ensemble des frontières de la façade orientale de la France, c'est-à-dire les frontières avec la Belgique, l'Allemagne, la Suisse et l'Italie.

Branche critique : les branches critiques sont les ouvrages internes au réseau de RTE et/ou transfrontaliers susceptibles d'être en contrainte<sup>2</sup> en situation normale ou après simulation de pertes d'ouvrages du réseau<sup>3</sup>, et dont les flux sont notablement impactés par les échanges transfrontaliers d'électricité. De ce fait, la liste des branches critiques n'est pas figée à priori.

Capacité physique : transit maximum que peut admettre physiquement un ouvrage.

Congestion (sur un ouvrage) : situation où le flux physique sur un ouvrage est supérieur au Flux Maximum Admissible en Permanence.

Contrats de Long Terme : contrats historiques d'échange d'électricité, liant des acteurs français et suisses pendant plusieurs décennies, incluant à la fois la fourniture d'énergie et la capacité de transport pour les acheminer. En raison de la non appartenance de la Suisse à l'Union Européenne, le gouvernement Suisse n'a pas d'obligation de mettre fin à ces contrats.

Countertrading : consiste à mettre en place un échange transfrontalier d'électricité complémentaire entre deux pays dans le but de réduire le transit sur un ouvrage contraint du réseau. Pour réaliser cet échange, chaque GRT fait appel aux offres d'ajustements disponibles dans leur pays respectif selon la présence économique.

---

<sup>2</sup> Une branche critique est en contrainte si le flux sur cette branche critique est supérieur ou égal au flux maximal autorisé.

<sup>3</sup> Cela consiste à simuler le transit sur les branches critiques dans une configuration réseau en mode dégradé, avec un ouvrage supplémentaire hors tension (i.e. : ligne très haute tension, transformateur...)

CWE (Central Western Europe) : région de l'Europe incluant la Belgique, la France, l'Allemagne, les Pays-Bas et le Luxembourg.

D-2CF (Day - 2 Congestion Forecast) : ensemble de données constituant la meilleure estimation disponible deux jours à l'avance de la situation du réseau (échanges transfrontaliers, production, consommation, disponibilité du réseau, topologie...) sur chaque pays.

DACF (Day Ahead Congestion Forecast) : ensemble des données constituant la meilleure estimation disponible, la veille pour le lendemain, de la situation du réseau (échanges transfrontaliers, production, consommation, disponibilité du réseau, topologie...) sur chaque pays.

Écarts de réglage : écarts entre la somme des programmes d'échanges transfrontaliers et la somme des flux physiques transfrontaliers effectivement réalisés par zone de réglage. Ces écarts sont causés par divers mécanismes permettant l'équilibrage continu entre production et consommation en Europe.

Échange transfrontalier d'électricité (ou échange transfrontalier) : transaction d'énergie entre deux pays distincts via le réseau de transport d'électricité. Cet échange transfrontalier induit des flux physiques sur les ouvrages du réseau de transport.

Flux physique : flux d'énergie observé sur les ouvrages du réseau

Flux Maximum Admissible en Permanence : flux maximum sur un ouvrage du réseau permettant une gestion du réseau de transport d'électricité en respectant les règles de sûreté en vigueur.

GRT : Gestionnaire de Réseau de Transport (TSO en anglais)

IDCF (Intra Day Congestion Forecast) : ensemble des données constituant la meilleure estimation disponible de la situation du réseau pour la journée en cours (échanges transfrontaliers, production, consommation, disponibilité du réseau, topologie...) sur chaque pays.

ITL (« Intraday Transfer Limit ») : NTC calculée en J-1 pour l'infra-journalier sur la frontière France-Angleterre.

Marge physique : différence entre le flux physique sur un ouvrage du réseau et le flux maximum admissible en permanence.

Netting : prise en compte des programmes d'échange sur une interconnexion, dans les deux sens, afin de proposer aux acteurs de marché toute la capacité effectivement disponible et d'optimiser ainsi l'utilisation de l'interconnexion considérée.

NTC (Net Transfer Capacity – Capacité Nette de Transfert) : représente le programme d'échange transfrontalier maximum (en MW) entre deux pays compatible avec les règles de sécurité opérationnelles applicables<sup>4</sup> dans toutes les zones de réglage de la zone synchronisée et tenant compte des incertitudes techniques liées aux conditions futures du réseau.

La NTC est définie de la manière suivante :  $NTC = TTC - TRM$ .

Ouvrage d'interconnexion : ouvrage créant un lien électrique entre deux réseaux voisins (de deux pays différents)

Ouvrage du réseau : élément constitutif du réseau de transport d'électricité qui peut être une ligne, un jeu de barres dans un poste électrique, un transformateur, un transformateur-déphaseur...

Parade : mesure activée par un ou plusieurs GRT, manuellement ou automatiquement, permettant de soulager des contraintes sur les éléments réseaux (ou plus généralement pouvant ramener le système dans ses limites opérationnelles, ou éviter sa dégradation supplémentaire). On distingue généralement les parades curatives (mises en œuvre rapidement après la réalisation d'un aléa) et préventives (mises en œuvre avant que l'aléa ne se réalise). De plus, on distingue les parades non coûteuses<sup>5</sup>, sans coût direct d'activation pour RTE (actions topologiques par exemple), et coûteuses, qui nécessitent un coût direct d'activation pour RTE (modification de la production par exemple).

Plage horaire : période de la journée pour laquelle les hypothèses prises en compte pour le calcul de capacité sont constantes, et qui est ainsi modélisée par une seule situation de référence. Une journée est habituellement séparée en deux plages horaires.

Planification opérationnelle court terme : dans cette note, ce terme représente les études réalisées entre la fin du J-1 et le temps réel pour vérifier l'aptitude du réseau à être exploité conformément aux règles opérationnelles de sécurité.

Redispatching : action consistant à modifier le plan de production afin de résorber des contraintes d'exploitation sur le réseau (par exemple, des contraintes de transits sur un ouvrage, des contraintes de tension).

---

<sup>4</sup> Ces règles sont explicitées dans la policy 3 ENTSO-E : [http://www.entsoe.eu/fileadmin/user\\_upload/library/publications/ce/oh/Policy3\\_final.pdf](http://www.entsoe.eu/fileadmin/user_upload/library/publications/ce/oh/Policy3_final.pdf) et dans le « memento de la sûreté du système électrique » et plus précisément l'article 2.3 : [http://www.rte-france.com/uploads/media/pdf\\_zip/publications-annuelles/memento\\_surete\\_2004\\_complet\\_.pdf](http://www.rte-france.com/uploads/media/pdf_zip/publications-annuelles/memento_surete_2004_complet_.pdf)

<sup>5</sup> Les parades dites non coûteuses ont néanmoins un coût indirect, à la fois d'investissement (par exemple pour les transformateurs déphaseurs), et d'exploitation (par exemple augmentation des pertes par effet Joule)

Réglage Fréquence Puissance : système de gestion coordonné et décentralisé de la fréquence entre les zones de réglages membres de la zone synchrone d'Europe continentale. La France est une zone de réglage.

Réseau disponible complet : représente la situation réseau où tous les ouvrages du réseau de transport, planifiés comme étant en exploitation, sont utilisés pour la gestion du système électrique. Le réseau disponible complet ne prend pas en compte les aléas pouvant affecter la disponibilité du réseau.

Situation de référence : Modélisation de l'ensemble du réseau (correspondant à une situation unique) prenant en compte une topologie, un niveau de production (et sa répartition), un niveau de consommation (et sa répartition) ainsi qu'un jeu d'échanges transfrontaliers d'électricité.

TRM (Transmission Reliability Margin – Marge de Fiabilité) : représente la marge de sécurité nécessaire pour tenir compte d'incertitudes liées au calcul des NTC.

Topologie : configuration à un instant donné de l'ensemble des ouvrages constituant le réseau électrique.

TTC (Total Transfer Capacity – Capacité Totale de Transfert) : représente le programme d'échange transfrontalier maximum (en MW) entre deux pays compatible avec les règles de sécurité opérationnelles appliquées dans chaque système (i.e. GridCodes) dans le cas où les conditions futures du réseau, des plans de production et de consommation sont parfaitement connues à l'avance.

TTF (Technical Task Force) : groupe de travail mis en place suite à la coupure électrique de l'Italie en 2003 réunissant le gestionnaire de réseau de transport italien et les gestionnaires de réseaux de transport voisins de l'Italie (France, Suisse, Autriche, Slovénie). Les objectifs de ce groupe de travail sont de mettre en place des procédures et échanges d'informations permettant d'améliorer la sécurité d'alimentation de l'Italie et notamment l'organisation des activités liées à la gestion des ouvrages influençant les flux proches des frontières italiennes, notamment :

- la planification des indisponibilités des ouvrages des réseaux
- le calcul des capacités à la frontière italienne

## 1.2. Coefficients d'influencement

Le coefficient d'influencement d'un échange transfrontalier (ou d'un moyen de production) sur une branche critique donnée représente l'impact d'un volume d'échange transfrontalier incrémental dans une direction donnée (ou d'une variation de production), sur la branche critique considérée. Ce coefficient est exprimé en pourcentage. Ainsi, dire qu'un échange transfrontalier d'un pays A vers un pays B a un coefficient d'influencement de +10% sur une



ligne revient à dire que 100 MW d'échanges transfrontaliers d'un pays A vers un pays B augmentent de 10 MW le flux physique sur la ligne considérée.

Les coefficients d'influencement d'un échange transfrontalier sur un ouvrage varient au cours du temps en fonction de la topologie du réseau et de la manière dont est simulée un échange transfrontalier incrémental pour une zone de marché donnée (changement de production et/ou de consommation sur les nœuds du réseau). De ce fait, ces coefficients sont systématiquement recalculés à partir des situations de référence estimées (topologie, production, consommation...). Ces situations de référence sont détaillées dans le chapitre « 3 – Méthodologie mise en œuvre aux frontières françaises ».

## 2. Principes généraux du calcul de capacité

---

### 2.1. Différentes méthodologies de calcul de capacité appliquées aux interconnexions de RTE

Trois types de méthodologies sont appliqués en fonction de l'interconnexion et de l'échéance :

- Les méthodologies spécifiques qui ne reposent pas sur un calcul de capacité. Cela concerne l'interconnexion France-Angleterre jusqu'à nouvel ordre, qui est une interconnexion à courant continu, et l'interconnexion France-Suisse, en raison des Contrats de Long Terme.
- Les méthodologies avec « coordination régionale complète » sur certaines frontières et à certaines échéances, qui ont vocation à être décrites et mises en œuvre au niveau régional par les GRT impliqués.
- Pour toutes les autres frontières et échéances, RTE calcule des NTC à l'aide de la « méthodologie RTE » décrite dans le paragraphe « 2.2. Méthodologie RTE et principes de base ». Les NTC obtenues seront coordonnées ensuite soit bilatéralement soit régionalement (si « coordination régionale partielle »).

Les frontières et échéances pour lesquelles la « méthodologie RTE » est appliquée sont précisées en annexe 2.

## 2.2. Méthodologie RTE et principes de base

### 2.2.1. Méthodologie générale RTE

Les principes de base du calcul des capacités d'échange transfrontalier d'électricité sont :

- d'évaluer les marges physiques restantes sur les ouvrages du réseau de transport, à réseau disponible complet ou suite à la simulation de la perte d'un ouvrage du réseau de transport. Pour cela, il est nécessaire de définir une situation de départ, appelée situation de référence.
- d'équi-répartir ces marges physiques sur l'ensemble des frontières influençant le transit sur un ouvrage du réseau.

Les capacités sur chaque frontière sont ensuite calculées par la répartition des marges physiques et l'application, lorsque le calcul est effectué pour plusieurs frontières interdépendantes, des coefficients d'influençement des échanges transfrontaliers sur les branches critiques du réseau, comme détaillé dans le chapitre « 2.2.3 De la marge physique disponible à la capacité commerciale : méthodologie détaillée RTE ». Par conséquent, ces capacités dépendent fortement des hypothèses faites sur la situation de référence, que ce soit :

- le volume et la localisation de la production
- le volume et la localisation de la consommation
- la topologie du réseau
- les échanges transfrontaliers estimés sur les frontières<sup>6</sup> (celle(s) dont on calcule la capacité, et les autres pertinentes).

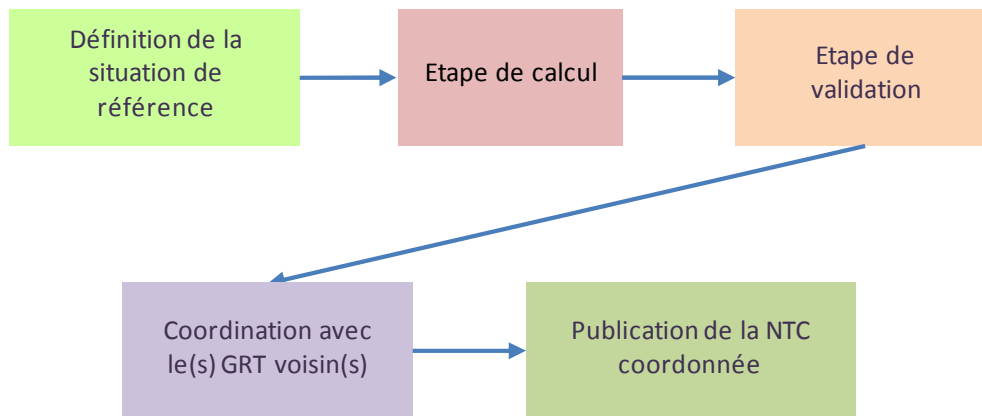
Les capacités mises à la disposition des acteurs de marché tiennent compte des incertitudes à l'échéance temporelle considérée. Cette problématique générale au cœur de la complexité d'un calcul de capacité est détaillée dans un chapitre spécifique « 2.4 Calcul de capacité et gestion des incertitudes ».

### 2.2.2. Schéma général des différentes étapes d'un calcul de NTC

Le schéma ci-dessous représente les principales étapes d'un calcul de capacité, tel que mis en œuvre dans la méthodologie RTE :

---

<sup>6</sup> Ces échanges sont détaillés dans le chapitre « 3. Méthodologie mise en œuvre aux frontières françaises »



L'étape de calcul permet d'identifier les marges physiques disponibles sur la situation de référence et de définir les échanges supplémentaires disponibles suite au calcul de capacité, si besoin à l'aide de coefficients d'influencement. Cette étape se base généralement sur des principes de linéarisation. Cette étape est particulièrement complexe dans le cas de frontières interdépendantes, qui est détaillée au paragraphe suivant.

L'étape de validation consiste à analyser, par le biais d'une analyse de sécurité (simulations à réseau disponible complet, et avec simulation de perte d'ouvrages) les résultats produits par l'étape de calcul par des ingénieurs réseaux. Cette étape permet de :

- prendre en compte les incertitudes qui ne sont pas couvertes dans les étapes précédentes de la méthodologie
- prendre en compte les contraintes opérationnelles non prises en compte à l'étape de calcul (par exemple les limites de tension)
- corriger si besoin les approximations faites lors de l'étape de calcul dues à la linéarisation (calcul en actif / réactif, adaptation de topologie,...)

Avec le passage à la méthode itérative de calcul de capacité, l'étape de validation conduit le plus généralement à une diminution de la NTC obtenue en sortie de l'étape de calcul, si cette capacité ne permet pas le respect des règles de sécurité.

La coordination avec le(s) GRT voisin(s) est variable (voir paragraphe « 2.3. Niveaux de coordination des calculs de capacités »). Ce schéma représente le cas où RTE détermine dans un premier temps une NTC qui est coordonnée dans un deuxième temps avec le(s) GRT voisin(s) (cas avec coordination régionale partielle ou bilatérale).

### 2.2.3. De la marge physique disponible à la capacité commerciale : méthodologie détaillée RTE

Aux frontières françaises, seule la frontière France-Espagne n'a aucune interdépendance avec les autres frontières. Les frontières du bloc « Est » (Belgique, Allemagne, Suisse et Italie) présentent de fortes interdépendances lorsqu'elles sont directement adjacentes, et des interdépendances moindres lorsqu'elles sont éloignées. La capacité mise à disposition sur l'interconnexion France Angleterre peut générer des flux physiques dans le nord de la France qui a une influence sur certaines frontières du bloc « Est ». Afin d'assurer lors d'un calcul de capacité la cohérence entre des frontières interdépendantes, RTE utilise des coefficients d'influencement.

#### 2.2.3.1. Principe de détermination des coefficients d'influencement

Les coefficients d'influencement d'un échange transfrontalier sur un ouvrage varient au cours du temps en fonction du plan de production mais surtout de la topologie du réseau. De ce fait, ils ne sont pas fixés une fois pour toutes mais calculés à partir des situations de référence (topologie, production...) prises en compte pour chaque échéance de calcul.

Ces situations de référence sont les meilleures estimations disponibles<sup>7</sup>, au moment de la détermination des capacités, de la situation du réseau de transport d'électricité. Ainsi, pour la détermination du coefficient d'influencement d'un échange transfrontalier sur un ouvrage, RTE simule une augmentation/réduction de la production et/ou de la consommation de part et d'autre de la frontière considérée afin de simuler un échange transfrontalier complémentaire. Cette augmentation/diminution s'effectue comme suit pour les frontières qui ne font pas l'objet d'un calcul de capacité coordonné au niveau régional :

- en France : au prorata de la production de chaque nœud du réseau
- dans chaque pays voisin : au prorata de la consommation<sup>8</sup> de chaque nœud du réseau

Cette méthode de détermination des coefficients d'influencement permet d'avoir une estimation réaliste des coefficients d'influencement réels du réseau<sup>9</sup>.

---

<sup>7</sup> Estimation la plus réaliste au regard des données disponibles au moment du calcul.

<sup>8</sup> Le choix d'agir sur la consommation pour les pays étrangers vient du fait que ces derniers sont modélisés par des réseaux équivalents simplifiés afin que RTE garde la maîtrise des données d'entrée du calcul. Ces réseaux équivalents comportant un faible nombre de groupes de production, utiliser la production générerait des effets de bord trop importants.

<sup>9</sup> Les coefficients d'influencement réels varient pour chaque MW additionnel échangé en fonction des nouveaux groupes démarrés, de l'évolution de la topologie... La détermination de ces derniers s'avère particulièrement complexe.

### 2.2.3.2. Information sur la règle du N-k

Les GRT exploitent généralement les ouvrages de manière maillée. Afin d'assurer la sûreté d'exploitation du réseau de transport, les GRT doivent respecter des règles opérationnelles, dont la règle du N-k qui impose qu'à tout instant le système reste viable après un aléa hypothétique sur la situation nominale conduisant à la perte de k ouvrages (en plus des ouvrages en maintenance).<sup>10</sup> La situation du réseau peut avoir ainsi différentes configurations :

- configuration en N : correspond à la situation de référence pour le calcul de capacité (mise hors tension des ouvrages prévus en maintenance mais aucun aléa hypothétique supposé) ;
- configurations en N-k : basé sur la situation de référence pour le calcul de capacité, sur laquelle un ou k aléa(s) hypothétique(s) est (sont) simulés. Généralement, un grand nombre de N-1 sont simulés.

### 2.2.3.3. Calcul des TTC

La méthodologie RTE expliquée dans ce chapitre est mise en œuvre afin d'assurer la cohérence des capacités aux frontières françaises<sup>11</sup>, quel que soit le niveau de coordination dans la réalisation du calcul. Les étapes du calcul ainsi qu'une application numérique y sont détaillées. Toutefois, les spécificités de chacune des interconnexions sont explicitées dans le chapitre « 3. Méthodologie mise en œuvre aux frontières françaises ».

Pour une situation de référence donnée, plusieurs configurations réseau<sup>12</sup>  $i$  sont considérées (soit en « N » à réseau disponible complet, soit en « N-1 » après simulation d'un aléa affectant la disponibilité du réseau, i.e. un défaut), la marge physique totale disponible sur une branche critique  $k$  étant déterminée :  $K_{i,k}$ .

---

10 La règle du N-k est détaillée dans le memento de la sûreté du système électrique, téléchargeable sur le site de RTE : [http://www.rte-france.com/uploads/media/pdf\\_zip/publications-annuelles/memento\\_surete\\_2004\\_complet\\_\\_.pdf](http://www.rte-france.com/uploads/media/pdf_zip/publications-annuelles/memento_surete_2004_complet__.pdf)

<sup>11</sup> C'est-à-dire celles où il n'y a ni méthodologie spécifique, ni méthodologie avec coordination régionale complète, comme expliqué au chapitre « 2.3. Niveaux de coordination du calcul de capacité »

<sup>12</sup> Cette configuration réseau comprend toutes les hypothèses nécessaires à la détermination des flux sur les ouvrages du réseau : production (localisation, puissance produite...), consommation (localisation, puissance consommée), topologie du réseau (ouvrages hors tension pour maintenance, adaptations aux conditions d'exploitation...), échanges transfrontaliers...

La marge physique à attribuer à un pays  $p$  est alors donnée par  $K_{i,k,p} = \frac{K_{i,k}}{n_i}$  où  $n_i$  est le nombre de pays influençant la branche critique  $k$  dans la configuration  $i$ ; ce partage de la marge physique est appelé « équi répartition ».

Pour la configuration de réseau  $i$  considérée, la capacité complémentaire attribuée au pays  $p$  est alors  $CapacitéComplémentaire_{i,k,p} = \frac{K_{i,k,p}}{C_{i,k,p}}$  avec  $C_{i,k,p}$  coefficient d'influencement d'un échange transfrontalier avec le pays  $p$  sur la branche critique  $k$  dans la configuration réseau  $i$ .

Ce calcul est mené pour toutes les configurations réseau, soit pour chaque simulation de perte d'ouvrage.

Pour le pays  $p$ , la *CapacitéComplémentaire<sub>p</sub>* résultante est égale, sur l'ensemble des configurations réseaux  $i$  considérées<sup>13</sup> et sur l'ensemble des branches critiques  $k$  du réseau, au minimum des *CapacitéComplémentaire<sub>i,k,p</sub>* :

$$CapacitéComplémentaire_p = \text{Min}(CapacitéComplémentaire_{i,k,p}; i; k).$$

Les configurations réseaux  $i$  les plus limitantes (conduisant aux plus petites valeurs de *CapacitéComplémentaire<sub>i,p</sub>*) peuvent être supprimées via l'usage de parades. L'utilisation de parades, que ce soit dans une situation en N ou en N-1, est similaire à une nouvelle configuration réseau  $i$  dans l'explication ci-dessus. L'utilisation des parades est détaillée au chapitre 2.2.5.

*CapacitéComplémentaire<sub>p</sub>* satisfait ainsi à l'ensemble des branches critiques après simulation de tous les défauts sur le réseau.

En raison de branches critiques potentiellement différentes pour les différentes frontières  $p$ , un calcul itératif est nécessaire pour optimiser l'utilisation des marges physiques disponibles du réseau. Ainsi, les marges physiques disponibles sur chaque élément  $i$  du réseau sont à nouveau calculées pour tenir compte des capacités complémentaires résultantes de l'étape précédente, de la manière suivante :

$$K_{i,k,p}(\text{itération}_{\text{ suivante}}) = K_{i,k,p} - CapacitéComplémentaire_p \times C_{i,k,p}$$

---

<sup>13</sup> A réseau disponible complet, et avec simulation de la perte d'ouvrages sur le réseau (ligne, groupe de production...)

Les *Capacité Complémentaire<sub>p</sub>* sont ainsi augmentées par itérations successives jusqu'à ce que la marge physique disponible soit nulle sur une branche critique.

$TTCp = \text{Capacité Complémentaire}_p +$  ensemble des échanges transfrontaliers inclus dans la configuration réseau étudiée.

Pour le pays  $p$ , la NTC de ce pays nommée  $NTCp$  est calculée comme suit :

$$NTCp = TTCp - TRMp.$$

Pour le pays  $p$ , l'ATC de ce pays nommée  $ATCp$  est calculée comme suit :

$$ATCp = NTCp - AACp.^{14}$$

Une application numérique de ce principe de calcul de capacité itératif est fournie en annexe 1.

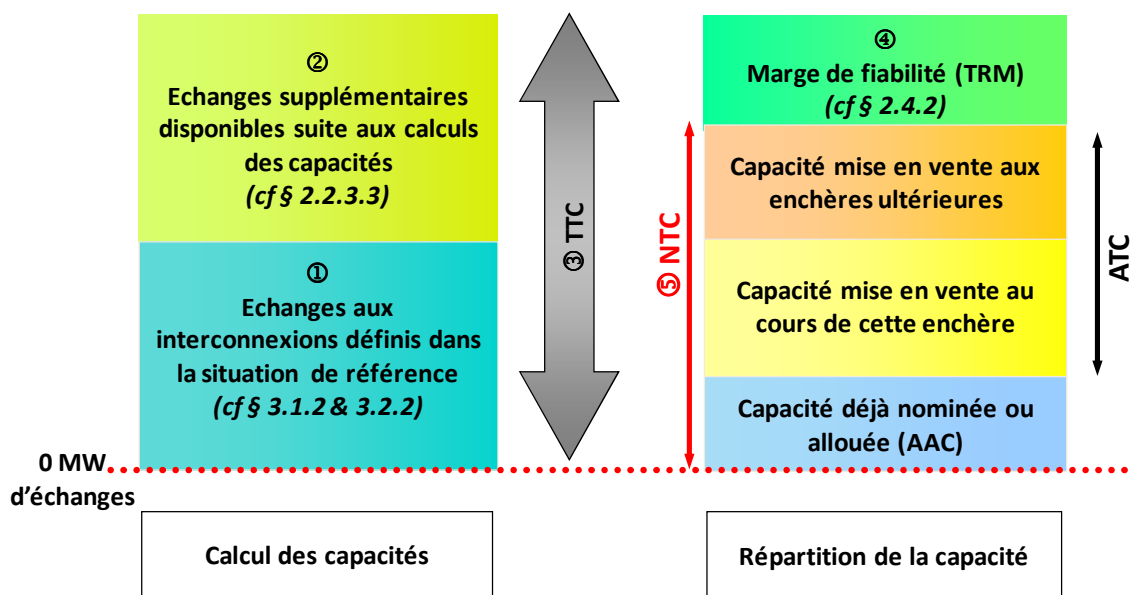
#### 2.2.4. Décomposition des échanges transfrontaliers

La méthode précédente de calcul de capacité permet de définir des échanges supplémentaires disponibles suite au calcul de capacité. En effet, dans la situation de référence, des échanges transfrontaliers sont généralement déjà intégrés. Les échanges transfrontaliers se décomposent de la manière suivante, pour une échéance de temps donnée :

---

<sup>14</sup> Dans le cas où les  $ATCp$  calculées sont négatives, deux cas peuvent se présenter : si c'est avant envoi des autorisations à programmer, alors les droits correspondant à l' $AACp$  peuvent éventuellement être réduits ; si c'est après, alors RTE se prépare à mettre en place, seul ou en lien avec le gestionnaire de réseau de transport voisin, des actions correctives telles que du redispatching et/ou countertrading afin de ne pas dépasser les Flux Maximum Admissibles sur les ouvrages du réseau.

## Répartition de la capacité



### 2.2.5. Utilisation des parades

De manière générale, RTE utilise toutes les parades suffisamment efficaces pour lever une contrainte, à condition qu'elles soient jugées comme fiables et qu'elles aient un rapport entre les coûts d'activation et les gains pour le système favorable. Ainsi, RTE met en œuvre des parades non coûteuses (préventives ou curatives) et des parades curatives coûteuses. Une utilisation des parades préventives coûteuses n'est pas jugée comme économiquement efficace dans le cas général (néanmoins elles pourraient être utilisées dans certaines situations spécifiques).

## 2.3. Niveaux de coordination des calculs de capacités

Une méthodologie de calcul de capacité est directement dépendante :

- des frontières que l'on souhaite coordonner
- du niveau de coordination plus ou moins complexe mis en œuvre entre ces frontières et / ou entre les différents GRT.



Le premier niveau de coordination du calcul de capacité à avoir été mis en œuvre par RTE était une coordination des NTCs entre les frontières françaises, puis une coordination bilatérale avec chaque GRT voisin. Deux étapes successives avaient lieu :

- RTE déterminait la NTC sur chaque frontière française de manière à ce que l'ensemble des NTC obtenues soient cohérentes entre elles, et fasse l'objet d'une équi-répartition pour le partage de la marge physique disponible entre ces frontières
- Coordination bilatérale avec le GRT voisin pour confronter les NTCs déterminées par chaque GRT afin de retenir comme NTC finale la plus faible des deux.

Le besoin de coordination entre frontières étant étroitement lié au niveau d'interdépendance entre ces frontières (mesuré par les coefficients d'influencement), il est rapidement apparu qu'il était plus efficace de coordonner des frontières directement à un niveau régional impliquant plusieurs pays, plutôt que de rester à des niveaux nationaux, bien que la mise au point de méthodologie commune et coordonnée de détermination des capacités à plusieurs GRT soit complexe.

Lorsqu'une frontière fait l'objet d'une méthodologie commune et coordonnée au niveau régional, elle n'est plus directement coordonnée avec les autres frontières françaises pour lesquelles RTE doit effectuer un calcul de capacité. Les interactions réciproques entre les frontières françaises faisant l'objet de calculs distincts doivent néanmoins être prises en compte dans les méthodologies respectives.

La région « frontières nord italiennes » regroupant l'Italie, la France, la Suisse, l'Autriche et la Slovénie a été la première à mettre au point à un niveau régional une méthodologie de calcul de capacité coordonnée pour l'échéance annuelle. Ensuite, la région CWE (France, Belgique, Pays Bas, Allemagne, Luxembourg) a également mis au point, pour l'échéance J-2, des méthodologies de plus en plus coordonnées pour déterminer les capacités dans cette région.

Ainsi, aux frontières françaises 3 niveaux de coordination sont possibles, classés par coordination croissante :

- 1) « coordination bilatérale (partielle) » : détermination d'une NTC par RTE, puis coordination bilatérale avec le GRT voisin pour retenir la valeur la plus faible
- 2) « coordination régionale partielle » : détermination d'une NTC par RTE, puis coordination à plusieurs GRT d'une même région pour retenir une valeur unique et commune de NTC par frontière orientée
- 3) « coordination régionale complète » : mise en commun d'éléments entre GRT pour calculer directement d'une manière centralisée une valeur unique et

commune de NTC par frontière orientée, RTE seul ne calculant donc plus directement de NTC.

Les deux premiers niveaux de coordination peuvent être mis en œuvre dans la « méthodologie RTE » tandis que le troisième niveau n'est possible qu'avec une méthodologie commune coordonnée au niveau régional.

L'annexe 2 de cette note précise le niveau de coordination utilisé pour chaque frontière et à chaque échéance.

## 2.4. Calcul de capacité et gestion des incertitudes

### 2.4.1. Généralités

La méthodologie de calcul de capacité décrite au paragraphe « 2.2. Méthodologie RTE et principes de base » repose sur une analyse de sécurité effectuée sur une situation de référence, permettant d'évaluer les marges physiques disponibles pour accueillir des flux supplémentaires correspondants à des échanges transfrontaliers supplémentaires. Dans ce type de méthodologie, les incertitudes entre le moment où le calcul de capacité est réalisé, et le temps réel, sont les suivantes :

- Incertitudes sur les échanges transfrontaliers, la localisation de la production, et la localisation de la consommation, correspondant à l'écart entre la puissance estimée au moment du calcul de capacité, et la puissance programmée (ou prévue pour la consommation) au plus proche du temps réel (correspondant au programme de marche en France pour les groupes production).
- Incertitudes sur les échanges transfrontaliers et la production, correspondant aux écarts de réglage<sup>15</sup>. Concrètement, les écarts de réglages aux frontières sont jugés comme les plus dimensionnant.
- Aléas entraînant la perte de sites de production, consommation ou d'ouvrages des réseaux de transport.
- Ecart entre la topologie du réseau estimée au moment du calcul de capacité, et la topologie effective au plus proche du temps réel.

---

<sup>15</sup> Ecart entre la valeur programmée au plus proche du temps réel (correspondant au programme de marche en France pour les groupes de production), et la puissance effective instantanée en temps réel (puissance mesurée)

- Ecart entre la disponibilité estimée des parades mises à disposition du calcul de capacité au moment du calcul de capacité, et leur disponibilité effective au plus proche du temps réel.

Il existe plusieurs moyens ou approches pour prendre en compte les incertitudes dans le calcul de capacité, pour une échéance de temps donnée, afin d'assurer l'équilibre entre le niveau de capacité retenu et des marges suffisantes pour faire face aux incertitudes. De manière générale, les leviers principaux à disposition lors d'un calcul de capacité basé sur une analyse de sécurité sont les suivants :

- choix entre utiliser une ou plusieurs situations de référence pour estimer le(s) état(s) du réseau sur la période de temps considérée ;
- choix d'hypothèses probables ou prudentes pour estimer l'état de réseau sur la période considérée : topologie, échanges transfrontaliers, localisation de la production et de la consommation dans chaque pays ;
- les règles de sécurité opérationnelles utilisées (règle du N-1 / N-k des gestionnaires de réseaux de transport, pour gérer le risque d'aléas entraînant la perte de site de production, consommation ou d'ouvrages de transport réseau) ;
- les limites opérationnelles utilisées (intensité maximale sur les ouvrages, tension acceptable) : identiques à celles utilisées lors de la planification opérationnelle court terme ou spécifiques au calcul de capacité ;
- les parades pour gérer les contraintes rencontrées : différence entre les parades mises à disposition du calcul de capacité, et les parades utilisables lors de la planification opérationnelle court terme ;
- la méthodologie de calcul de capacité elle-même, notamment pour prendre en compte les répercussions des frontières qui font l'objet de méthodologies de calcul de capacité<sup>16</sup> différentes ;
- la détermination d'une « marge de fiabilité » (*reliability margin*), appelée *TRM* quand appliquée sur une frontière, et *FRM* quand appliquée spécifiquement à un élément réseau, applicable à une période de temps donnée ;
- l'étape de validation des capacités, pour prendre en compte des incertitudes non prises en compte par ailleurs.

La manière dont les incertitudes sont appréhendées dans un calcul de capacité ne peut donc pas se limiter à l'évaluation d'un levier unique, mais doit être considérée sur l'ensemble des leviers à disposition.

---

<sup>16</sup> Cf. le chapitre « 2.3 Niveaux de coordination des calculs de capacités »

### 2.4.2. Gestion des incertitudes dans la méthodologie RTE

Cette partie décrit les principes de gestion des incertitudes dans le calcul de capacité correspondant aux frontières et échéances pour lesquels la méthodologie RTE est utilisée (niveau de coordination « bilatéral partiel » ou « partiellement régional »). Les méthodologies « spécifiques » ne prennent généralement pas en compte les incertitudes décrites précédemment. Les méthodologies avec un niveau de coordination « complètement régional », bien qu'exposés aux mêmes incertitudes, peuvent les prendre en compte de manières différentes.

RTE considère les 5 incertitudes décrites précédemment, mais leur prise en compte est différente entre le court terme et le long terme. De manière générale, RTE a une approche globale pour prendre en compte ces incertitudes, c'est-à-dire que l'incertitude totale n'est pas la somme de chaque incertitude, mais une combinaison de l'ensemble de ces incertitudes.

La manière de considérer ces incertitudes est particulièrement complexe et bien qu'une part soit décrite dans des méthodologies, l'autre part est prise en compte à dire d'expert par des ingénieurs réseau lors des différentes étapes du calcul de capacité.

Enfin, RTE utilise systématiquement pour le calcul de capacité les mêmes limites opérationnelles que celles utilisées lors de la planification opérationnelle court terme.

#### 2.4.2.1. Calcul de Capacité court terme

L'échéance court terme couvre le calcul de capacité journalier (commençant en J-2), et tous les autres calculs de capacité effectués jusqu'au temps réel. Les incertitudes aux différentes échéances évoluent de manière importante au cours de ces échéances, le détail est fourni en annexe 3.

La prise en compte de ces incertitudes dans la méthodologie de calcul des capacités en J-2, pour les frontières où le niveau de coordination est « bilatéral partiel » ou « régional partiel », est réalisée de la manière suivante :

- pour chaque plage horaire étudiée (généralement 2 à 3 plages horaires par jour), une seule situation de référence sera créée, correspondant au point horaire pour lequel les contraintes sont susceptibles d'être les plus importantes<sup>17</sup>. Cette situation de

---

<sup>17</sup> Par exemple, si la contrainte susceptible d'être limitante est renforcée par un fort niveau de consommation, l'heure de la pointe de consommation sera retenue

référence est élaborée par RTE en prenant des hypothèses probables pour les paramètres pertinents : échanges anticipés aux frontières, topologie du réseau, niveau de consommation en France, plans de production

- des parades préventives et curatives sont utilisées pour résoudre les contraintes
- les échanges sur chaque frontière française pouvant évoluer librement à l'intérieur des domaines de capacité respectifs délimités par les NTC, les risques d'écarts par rapport aux hypothèses considérés dans les situations de référence sont pris en compte par une marge de robustesse. Ces marges de robustesse sont par conséquent utilisées pour tenir compte des interactions réciproques entre frontières faisant l'objet de calculs distincts donc non coordonnés directement<sup>18</sup>
- la TRM est dimensionnée pour couvrir les incertitudes relatives aux écarts de réglage aux frontières françaises. Aucun autre élément ne rentre en compte dans son dimensionnement. Les valeurs suivantes sont fixées par RTE pour chaque frontière<sup>19</sup> :
  - 250 MW sur la frontière France Belgique
  - 150 MW sur la frontière France Allemagne
  - 100 MW sur la frontière France Suisse
  - 200 MW sur la frontière France Espagne
- La règle du « N-1/N-K » est appliquée lors de l'étape de calcul de la TTC pour tenir compte des aléas entraînant la perte de sites de production, consommation ou d'ouvrages des réseaux de transport.
- l'étape de validation permet de prendre en compte toutes les incertitudes non couvertes par les éléments ci - dessus

#### 2.4.2.2. *Calcul de capacité long terme*

Pour les échéances long terme (de l'annuel à l'hebdomadaire), la méthodologie de calcul de capacité est également basée, comme pour le court terme, sur la construction d'une situation de référence et la détermination puis le partage des marges physiques disponibles. S'ajoute alors, aux incertitudes de court terme, la problématique de la représentativité d'une seule situation de référence pour représenter une grande période de temps, dont la diversité des états de réseaux possibles sur cette période (en terme de topologie du réseau, échanges transfrontaliers, plan de production, niveau et répartition de la consommation)

---

<sup>18</sup> Cf. le paragraphe « 2.3 Niveaux de coordination des calculs de capacités »

<sup>19</sup> La frontière France Italie n'est pas mentionnée car la NTC fait l'objet d'un calcul de capacité avec coordination régionale complète

Aux échéances de long terme, les caractéristiques des incertitudes sont détaillées en annexe 3.

La prise en compte de l'ensemble de ces incertitudes dans la méthodologie de calcul de capacité en long terme, pour les frontières où la méthodologie RTE est utilisée, est réalisée de la manière suivante (par clarté seule l'échéance annuelle est considérée) :

- la période considérée (année) est divisée en un certain nombre de sous périodes en fonction des critères jugés les plus dimensionnant, qui sont généralement :
  - le régime saisonnier, qui fait varier les limites opérationnelles en intensité des ouvrages du réseau de transport de RTE
  - le planning de maintenance des éléments pertinents du réseau de transport
- pour chacune de ces sous périodes (similaires aux plages horaires du calcul de capacité court terme), une situation de référence initiale est créée. Cette dernière vise à représenter un état jugé « moyen » du réseau en termes de probabilité<sup>20</sup> pour la consommation et le plan de production. Dans le cadre du calcul de capacité spécifique à une ou plusieurs frontières, des échanges transfrontaliers peuvent être ajustés (cet ajustement faisant partie intégrante de la méthode de calcul) : des hypothèses prudentes mais plausibles pour ces échanges transfrontaliers sont utilisées (sur les frontières interdépendantes avec celles objet du calcul de capacité, mais non coordonnées directement via le même calcul de capacité<sup>21</sup>). On obtient alors plusieurs situations de référence prenant en compte les possibles combinaisons d'échanges défavorables, qui ne sont pas forcément celles où toutes les frontières sont à l'import maximum ou à l'export maximum. Pour une même sous période, cette multiplicité d'hypothèses d'échanges transfrontaliers permet d'assurer la cohérence des capacités sur l'ensemble des frontières françaises (c'est à dire s'assurer que les NTC obtenues soient simultanément réalisables, et si ce n'est pas le cas, que le risque pris soit jugé acceptable par RTE).
- aucune parade préventive ni curative n'est utilisée pour résoudre les contraintes
- la TRM est dimensionnée pour couvrir les incertitudes relatives aux écarts de réglage aux frontières françaises. Aucun autre élément ne rentre en compte dans son dimensionnement. Les valeurs sont donc identiques à celles de l'échéance de court terme sont fixées pour chaque frontière :
  - 250 MW sur la frontière France Belgique
  - 150 MW sur la frontière France Allemagne

---

<sup>20</sup> Aucune situation réseau n'est réellement probable vu du long terme, au vu de la diversité des situations possibles : la situation retenue est jugé comme la plus vraisemblable en moyenne

<sup>21</sup> Cf. « 2.3. Niveaux de coordination du calcul de capacité »

- 100 MW sur la frontière France Suisse
- 200 MW sur la frontière France Espagne
- La règle du « N-1/N-K » est appliquée lors de l'étape de calcul de la TTC pour tenir compte des aléas entraînant la perte de sites de production, consommation ou d'ouvrages des réseaux de transport.
- l'étape de validation permet de prendre en compte toutes les incertitudes non couvertes par les éléments ci - dessus

## 3. Méthodologie mise en œuvre aux frontières françaises

---

### 3.1. Echéance annuelle, mensuelle et hebdomadaire

Ce chapitre est divisé en 2 parties :

- la méthodologie utilisée pour déterminer les capacités aux frontières où la méthodologie RTE décrite au chapitre 2.2 n'est pas utilisée
- la mise en œuvre précise de la méthodologie RTE décrite au chapitre 2.2

#### 3.1.1. Calculs de capacité spécifiques ou avec coordination régionale complète

France - Angleterre : seule la capacité physique de l'installation à courant continu IFA limite la NTC dans les 2 sens.

France - Italie : la méthodologie relève d'un calcul avec coordination régionale complète sur l'ensemble des frontières nord italiennes (frontières de l'Italie avec la France, la Suisse, l'Autriche et la Slovénie). La TTF (Technical Task Force) détermine une valeur totale de capacité sur l'ensemble des frontières italiennes, à l'import et à l'export. Cette capacité, calculée à l'échéance annuelle par l'intermédiaire d'études réseaux sur des fichiers communs, est alors répartie sur l'ensemble des frontières italiennes. Elle peut donc être proposée aux acteurs à toutes les échéances hormis en cas de travaux et / ou d'avaries.

France – Suisse :

- Sens France vers Suisse : la NTC vaut 3000 MW l'été et 3200 MW l'hiver pour les échéances annuelles et mensuelles, conformément aux dimensionnements des capacités réservées pour les Contrats de Long Terme et des capacités disponibles

pour les allocations demandés par les régulateurs français et suisse. En cas de circonstances exceptionnelles la NTC peut être réduite.

- Sens Suisse vers France : la NTC vaut 1100 MW pour les échéances annuelles et mensuelles, conformément au dimensionnement des capacités réservées pour les Contrats de Long Terme. En cas de circonstances exceptionnelles la NTC peut être réduite.

### 3.1.2. Calcul de capacité basé sur la méthodologie RTE

Cette méthodologie concerne les frontières avec la Belgique, l'Allemagne et l'Espagne, et consiste en un calcul de capacité avec coordination bilatérale ou régionale partielle. Le calcul de capacité en long terme est réalisé à partir de 2 jeux de branches critiques :

- Celles influencées par les frontières belge et allemande (équi-répartition entre ces deux frontières selon la méthodologie expliquée au paragraphe 2.3.3.)
- Celles influencées uniquement par l'Espagne (l'ensemble de la marge est affectée à cette frontière).

Ces deux calculs de NTC sont donc faits indépendamment l'un de l'autre. De plus, dans le cas du calcul sur les frontières belge et allemande, des situations de référence distinctes sont utilisées pour les calculs dans le sens des exports et dans le sens des imports.

#### 3.1.2.1. Méthodologie détaillée

##### **Choix des situations de référence :**

Le choix de la situation de référence est effectué à partir d'une série de fichiers représentant des situations de l'ensemble du réseau 400 kV et 225 kV de RTE ainsi que d'une partie des réseaux adjacents, constatées dans des conditions opérationnelles à un instant donné. Ce choix est fait de sorte que la situation de référence soit la mieux adaptée à l'étude à mener. Cette situation du réseau est mise à jour en fonction du planning d'indisponibilité d'ouvrages pour travaux programmés et des hypothèses de disponibilité des groupes de production. Les échanges transfrontaliers utilisés sont détaillés dans le chapitre suivant.

##### **Topologie :**

La topologie du réseau dépend du plan de production, des indisponibilités d'ouvrages de réseau, des pertes électriques sur le réseau, et des contraintes d'exploitation. Cette topologie s'affine au fur et à mesure que l'horizon d'étude se rapproche.



### **Calcul de la TTC :**

Les calculs sont effectués en appliquant la méthode de calcul des capacités explicitée dans le paragraphe « 2.2.3.3. Calculs des TTC » puis vérifiés et validés par une étude de réseau en actif / réactif.

### **Coordination avec les GRT voisins**

Echange de données en amont des calculs des capacités :

- En annuel :
  - Pour l'interconnexion France-Espagne : Echange de situations de référence .
  - Pour les interconnexions France-Allemagne et France-Belgique : Echange d'informations sur la topologie du réseau et la disponibilité des groupes de production, afin d'identifier les semaines détectées comme éventuellement contraintes (indisponibilités d'ouvrages et de groupes de production programmés influençant les capacités aux interconnexions).
- En mensuel :
  - Pour l'interconnexion France-Espagne : Echange de situations de référence.
  - Pour les interconnexions France-Allemagne et France-Belgique : Echange d'informations sur la topologie du réseau et la disponibilité des groupes de production pour chaque semaine du mois.
- En hebdomadaire :
  - Pour l'interconnexion France-Espagne : Echange de situations de référence.
  - Pour les interconnexions France-Allemagne et France-Belgique : Echange d'informations avec les hypothèses sur la topologie et les indisponibilités des groupes de production.
  - Tous les échanges de données réalisés sont effectués sur deux plages horaires (heures pleines et heures creuses<sup>22</sup>).

Ces calculs de capacité font l'objet d'une coordination bilatérale : les valeurs de NTC calculées par les deux GRT individuellement sont comparées et la plus faible valeur est retenue afin d'assurer la sécurité opérationnelle des réseaux de transport.

---

<sup>22</sup> La distinction entre heures pleines et heures creuses est nécessaire en raison de fortes disparités sur les niveaux de consommation et les plans de production (pompage en creux de nuit versus turbinage la journée sur certaines centrales hydrauliques par exemple) entre la pointe de journée et le creux de nuit. Pour l'Espagne, le calcul est effectué via l'échange de fichiers prévisionnels hebdomadaires pointe et creux

### 3.1.2.2. *Echanges utilisés dans les situations de référence*

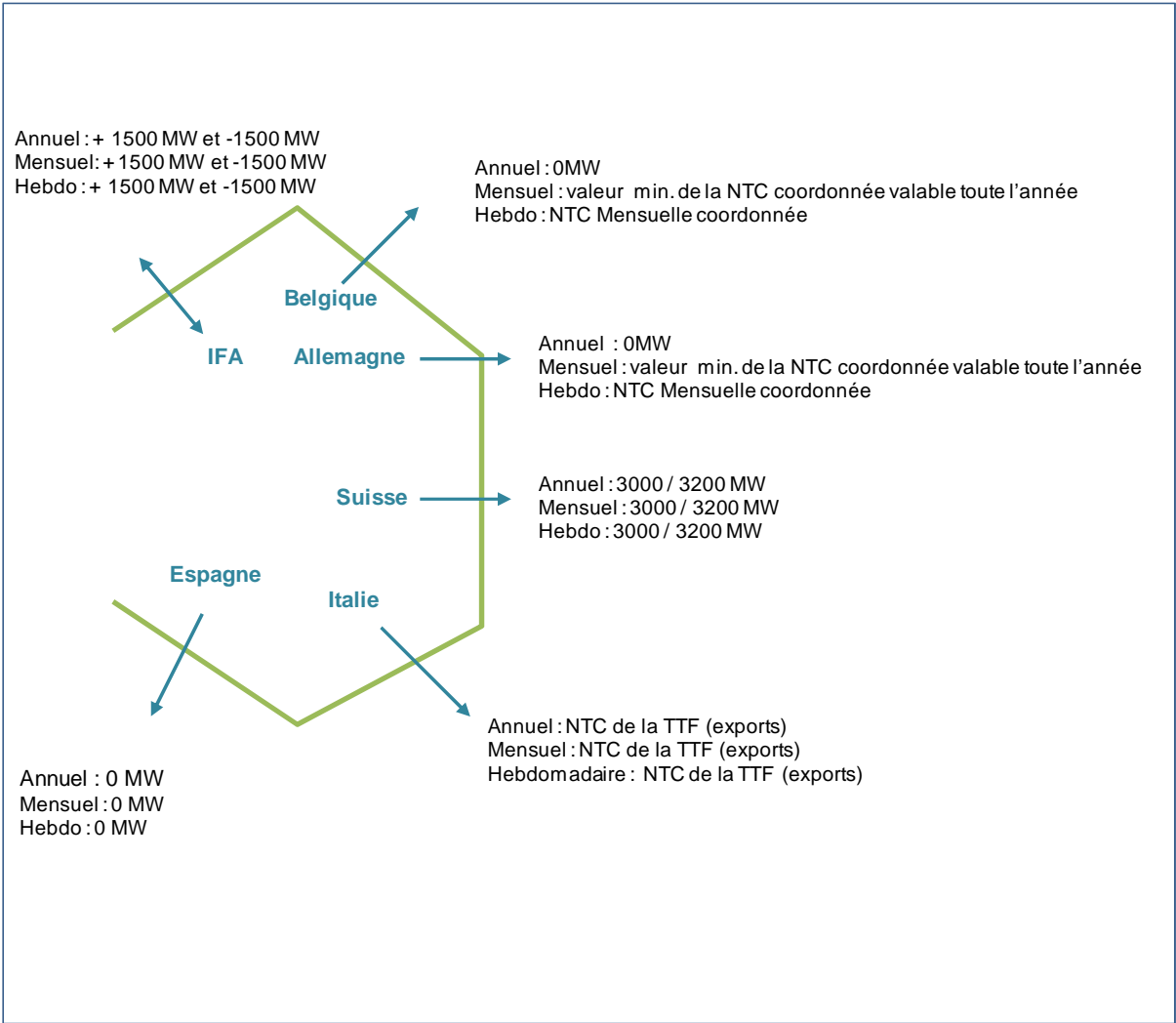
Une situation de référence est utilisée pour les exports et une autre pour les imports. Les échanges transfrontaliers sont adaptés pour tenir compte des liens avec les autres frontières ayant un impact.

La frontière France-Espagne est indépendante des hypothèses prises sur les autres frontières.

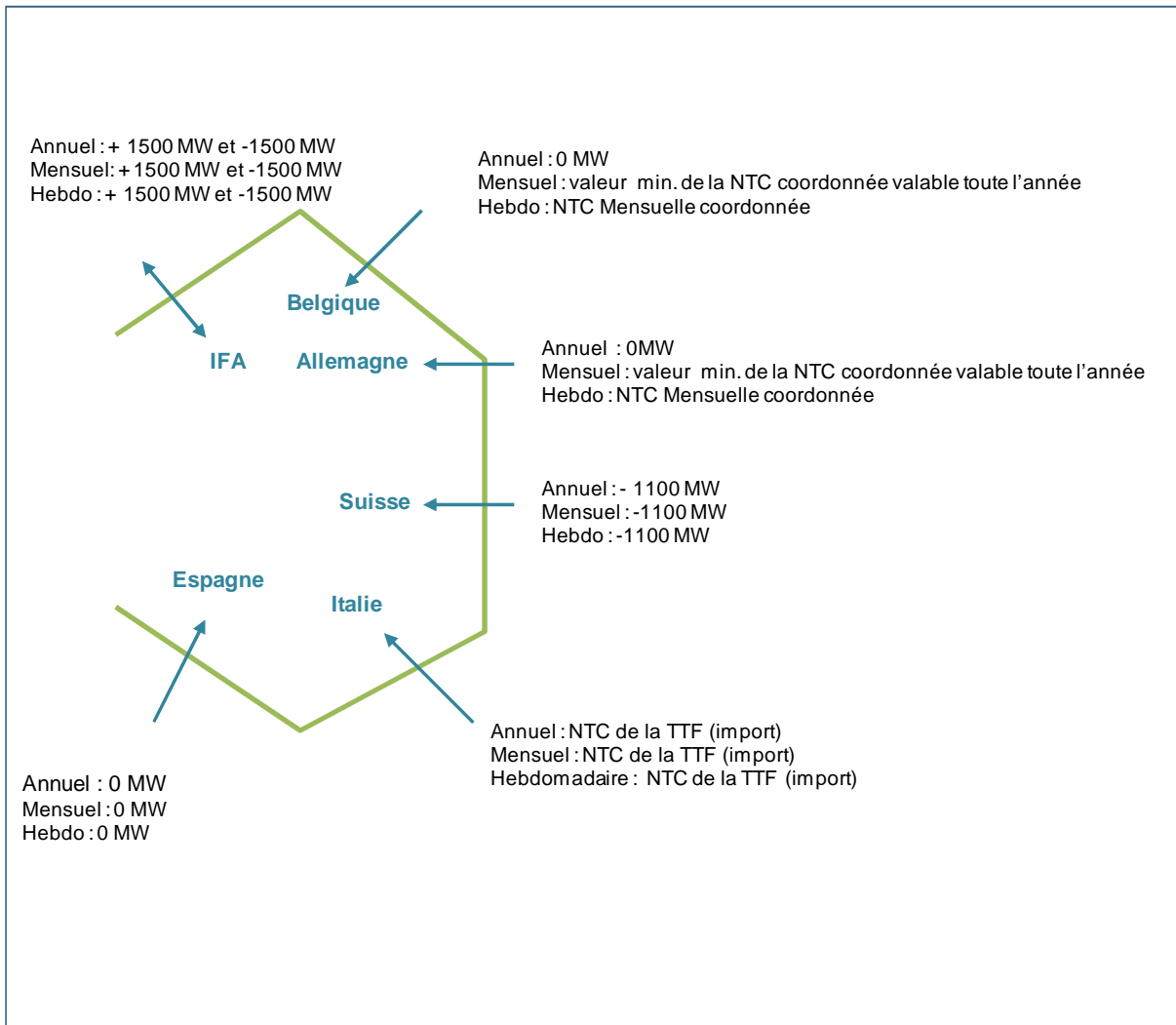
Pour les interconnexions France-Allemagne et France-Belgique, les hypothèses d'échanges intégrées à la situation de référence correspondent :

- pour les interconnexions France-Suisse et France-Italie, à la capacité coordonnée avec le GRT voisin dans le sens le plus contraignant
- pour l'interconnexion France-Angleterre, à un échange de +/- 1500 MW (inférieur à la capacité de l'interconnexion mais dont le risque induit est jugé acceptable)
- pour les interconnexions France-Allemagne et France-Belgique (objet du calcul), à la capacité bilatéralement coordonnée aux échéances antérieures (dans le cas du calcul annuel, un échange nul est utilisé).

**Situation de Référence long terme pour le calcul export sur France-Belgique et France-Allemagne**



**Situation de Référence long terme pour le calcul import sur France-Belgique et France-Allemagne**



### 3.2. Echéance J-2

Ces capacités sont calculées soit en fin de J-2, soit dans la nuit du J-2 au J-1, pour être utilisées lors de l'allocation journalière de capacité.

Afin de faciliter la compréhension des différentes méthodologies, et l'impact des unes sur les autres, les frontières sont présentées dans un ordre spécifique. De plus, bien que la frontière France Suisse soit l'objet d'un calcul de capacité spécifique, pour faciliter la compréhension elle est située dans la partie « Calcul de capacité basé sur la méthodologie RTE » car RTE utilise la situation de référence décrite dans ce chapitre.

### 3.2.1. Calcul de capacité spécifique ou avec coordination régionale complète

#### 3.2.1.1. France Angleterre

La méthodologie est spécifique. Seule la capacité physique de l'installation à courant continu IFA limite la NTC dans les 2 sens.

#### 3.2.1.2. France Italie

La valeur déterminée pour l'échéance annuelle est éventuellement ajustée pour tenir compte des maintenances planifiées.

### 3.2.2. Calcul de capacité basé sur la méthodologie RTE

La méthodologie décrite au chapitre 2.2 s'applique à l'interconnexion France-Espagne et aux interconnexions France-Allemagne et France-Belgique.

La méthodologie s'appliquant à l'interconnexion France-Suisse est *in fine* spécifique mais inclut en J-2 certains éléments méthodologiques décrits au chapitre 2.2 : pour cette raison elle est située dans ce chapitre.

Le calcul de capacité est réalisé à partir de 3 jeux de branches critiques :

- Celles utilisées pour le calcul sur les frontières belge et allemande (équité-répartition de la marge entre ces deux frontières selon la méthodologie expliquée au paragraphe 2.1.3.)
- Celles utilisées pour le calcul sur la frontière France-Suisse
- Celles utilisées pour le calcul sur la frontière France-Espagne

Le calcul de capacité est alors avec coordination bilatérale ou avec coordination régionale partielle et RTE est donc en charge de déterminer seul, dans un premier temps, une NTC.

Dans le cadre de l'hiver 2014-2015 (de la date d'approbation de cette méthode à la date du 31/03/2015), une procédure spécifique et temporaire est mise en place dans certains cas pour les frontières France-Allemagne et France-Belgique, en vue de limiter ou éviter des délestages en Belgique. Se reporter à l'annexe 4 pour connaître les cas d'activation et la méthode de calcul de capacité alors utilisée.

#### 3.2.2.1. Méthodologie détaillée

##### **Choix des situations de référence :**

Deux situations de référence sont déterminées l'une pour la période de creux de nuit et l'autre pour la période de pointe de jour. Le cas échéant, une troisième situation de référence correspondant à la pointe du soir en hiver est aussi considérée.

Chaque situation de référence est choisie parmi les situations de réseau disponibles constatées dans des conditions opérationnelles. Le choix est fait de manière à se rapprocher le plus possible de la journée à étudier en termes de paramètres prévisionnels de consommation (avec prise en compte des effacements tarifaires de la consommation), de plan de production, des échanges transfrontaliers et des indisponibilités d'ouvrages. La situation de référence est mise à jour en fonction des informations obtenues par RTE au fil de la journée.

Les données relatives aux situations de référence sont intégrées dans des fichiers appelés « D-2CF » à l'échéance J-2. Les estimations des productions éoliennes sont intégrées dans les situations de référence.

En cas d'apparition de congestions dans une situation de référence, RTE résorbe celles-ci par un aménagement de la topologie.

### **Topologie**

La topologie du réseau dépend du plan de production, des indisponibilités d'ouvrages de réseau, des pertes sur les réseaux électriques et des autres contraintes d'exploitation.

A partir des fichiers d'étude, les TTC sont calculées en tenant compte des règles de sécurité opérationnelle de RTE, par frontière et par sens. Une valeur spécifique de TTC est calculée pour chaque plage horaire, qui est ensuite appliquée sur l'ensemble de la période représentative de la plage horaire.

### **Calcul de la TTC**

Les calculs sont effectués en appliquant la méthode de calcul des capacités explicitée dans le paragraphe « 2.2.3.3. Calculs des TTC » (sauf pour la frontière France Suisse) puis vérifiés et validés par une étude de réseau en actif / réactif.

### **Coordination avec les GRT voisins**

Echanges de données en amont du calcul de capacité : les données constitutives du fichier D-2CF sont échangées (notamment éléments réseaux et groupes proches en avarie ou en maintenance) avec les GRT voisins pour toutes les interconnexions.

Ces calculs de capacité font l'objet d'une coordination bilatérale<sup>23</sup> : les valeurs de NTC calculées par les deux GRT individuellement sont comparées et la plus faible valeur est retenue afin d'assurer la sécurité opérationnelle de leur réseau de transport.

#### 3.2.2.2. *France Belgique & France Allemagne*

Ce calcul de capacité comporte une coordination régionale partielle. Le calcul est fait en 2 temps :

- Identique à un calcul de capacité avec coordination bilatérale dans un premier temps
- Vérification coordonnée au niveau régional dans un deuxième temps

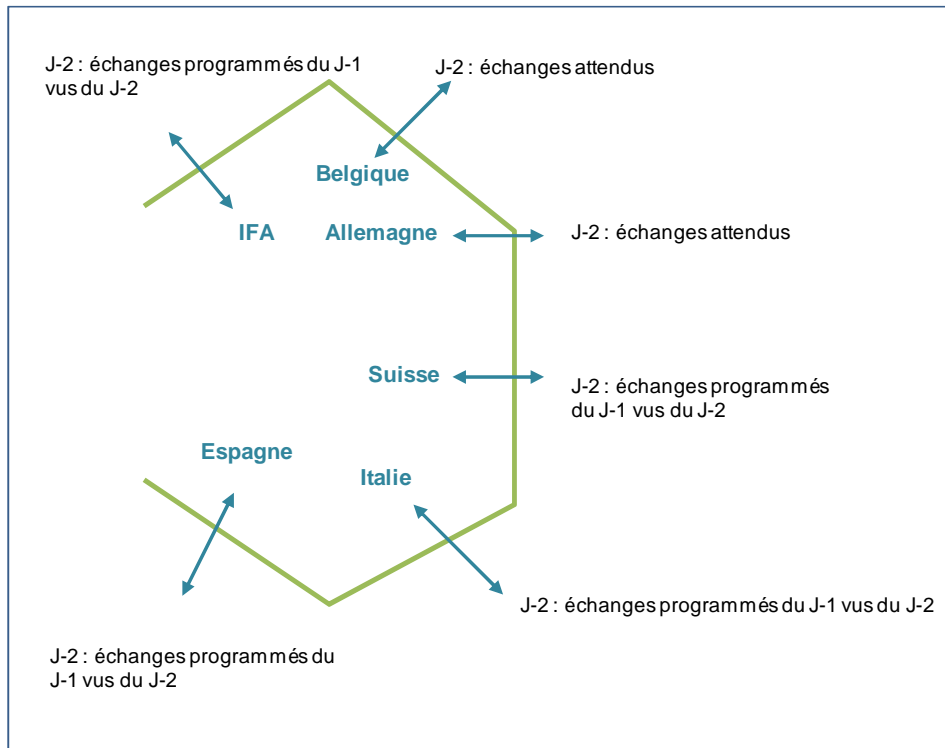
#### Calcul de capacité avec coordination bilatérale :

Un calcul de capacité est effectué, en appliquant la méthodologie décrite au chapitre 2.2, en import et en export. La situation de référence J-2 (ci-dessous) est utilisée en entrée du processus :

---

<sup>23</sup> Sur la frontière allemande et belge, il y a une coordination régionale lors de la phase de vérification

### Situation de Référence J-2



La situation de référence J-2 est modifiée dans le cadre du calcul de capacité spécifique aux frontières France - Belgique et France – Allemagne, afin d’assurer la cohérence avec les NTC sur les autres frontières. Une application stricte de la méthode NTC impliquerait de prendre comme hypothèses, sur les autres frontières influençant les branches critiques, des échanges égaux aux NTC dans le sens le plus défavorable. Néanmoins RTE convient de prendre un risque mesuré en utilisant comme hypothèses, dans la situation de référence ajustée, des échanges moins contraignants, en raison d’une certaine continuité d’un jour à l’autre des échanges sur ces frontières. Les échanges de la situation de référence J-2 sont ainsi ajustés pour les calculs en export (et respectivement pour l’import) :

- Sur France – Suisse et France – Italie : les échanges programmés pour la journée J-1 vus de la fin du J-2 sont augmentés (pour le calcul en export) ou diminués (pour le calcul en import) de 1000 MW, répartis sur ces deux frontières (marge de robustesse), en restant dans la limite de la NTC J-2 sur France Italie, et de la NTC annuelle sur France Suisse.
- France – Angleterre : suivant le sens du calcul de capacité (export ou import), les échanges transfrontaliers sur IFA sont ajustés pour prendre en compte une marge de robustesse dans le sens le plus contraignant pour le sens considéré. Les échanges transfrontaliers sur IFA sont la valeur minimale entre :
  - les échanges programmés du J-1 vus de la fin du J-2 augmentés ou diminués de 1500 MW (marge de robustesse), selon le sens le plus contraignant
  - la valeur de NTC J-2 du câble IFA



Le principe du partage de la marge physique disponible entre les frontières France-Allemagne et France-Belgique utilise la méthodologie décrite au paragraphe « 2.2.3.3. Calculs des TTC ».

En J-2, dans le cas où, avant la finalisation du calcul de capacité, RTE a connaissance d'une valeur de NTC provenant d'un GRT étranger inférieure à la valeur de NTC résultant au calcul de capacité par équi-répartition (expliqué dans la partie 2.2), cette valeur de NTC est identifiée comme limitante, et l'équi-répartition pourra être modifiée en saturant d'abord la frontière limitante puis en attribuant la capacité physique encore disponible en totalité à l'autre frontière. Dans ce cas, la valeur limitante fournie par le GRT devient la valeur RTE.

En J-2, dans le cas où les échanges avec la Belgique et l'Allemagne sont inversés dans la situation de référence (export Belgique et import Allemagne ou bien import Belgique et export Allemagne), le calcul de capacité est effectué comme suit : la valeur de la capacité de la frontière en contre-tendance est mise à la valeur de la NTC mensuelle, et la totalité de la marge est attribuée à la frontière restante<sup>24</sup>. Un calcul similaire est effectué pour les capacités dans le sens opposé.

Les valeurs de NTC ainsi calculées par deux GRT individuellement sont comparées et la plus faible valeur est retenue afin d'assurer la sécurité opérationnelle des réseaux de transport.

#### Coordination de la vérification au niveau région CWE<sup>25</sup> :

Le calcul de capacité dans la région CWE (impliquant les frontières communes à la France, la Belgique, l'Allemagne et les Pays-Bas) introduit un niveau de coordination supplémentaire à l'échéance J-2 tel que décrit ci-dessous.

Une fois le calcul de capacité effectué par RTE (en conservant le premier niveau de coordination explicité ci-dessus) et mis en commun avec le GRT correspondant, les étapes suivantes sont réalisées en commun avec les autres GRT de la région :

- Envoi par chaque GRT de son fichier de données D-2CF
- création d'un fichier D-2CF fusionné sur toute la zone, par assemblage des données individuelles des GRT, et envoi de ce fichier à tous les GRT de CWE
- mise en commun des NTC bilatéralement coordonnées calculées par chaque GRT
- analyse réseau effectuée par chaque GRT, à partir du fichier D-2CF fusionné et des NTC calculées sur chacune des frontières de la région CWE, afin de tester si des contraintes<sup>26</sup> apparaissent

---

<sup>24</sup> Par exemple : France – Belgique en export et France – Allemagne en import. On calcule la capacité d'export (vers la Belgique et l'Allemagne), on fixe comme valeur de NTC J-2 vers l'Allemagne en export la NTC mensuelle d'export, et on calcule la capacité d'export vers la Belgique en affectant l'intégralité de la marge vers cette frontière.

<sup>25</sup> La méthodologie utilisée est également détaillée dans le document CWE suivant : [http://clients.rte-france.com/htm/fr/offre/telecharge/CWE\\_MC\\_Addendum\\_PLEF.pdf](http://clients.rte-france.com/htm/fr/offre/telecharge/CWE_MC_Addendum_PLEF.pdf)

<sup>26</sup> Le flux sur une ou plusieurs branches critiques est supérieur au flux maximal autorisé.

- envoi par chaque GRT des résultats de son analyse (« *flags* ») :
  - « *green flag* » en cas d'absence de difficultés, ce qui n'entraîne pas de modification des capacités bilatéralement coordonnées,
  - « *red flag* » en cas de contraintes détectées, ce qui entraîne une réduction coordonnée des capacités dans la région CWE, avec une valeur minimale fixée aux capacités allouées en annuel et mensuel sur chaque frontière.

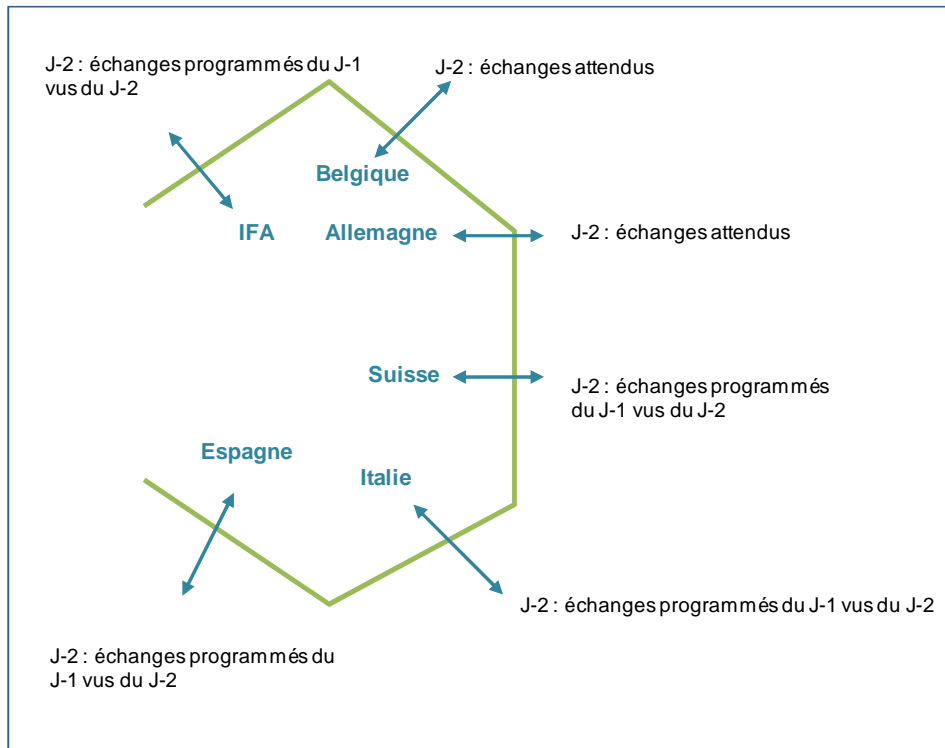
Dans le cadre de l'hiver 2014-2015 (de la date d'approbation de cette méthode à la date du 31/03/2015), une procédure spécifique et temporaire est mise en place dans certains cas pour les frontières France-Allemagne et France-Belgique, en vue de limiter ou éviter des délestages en Belgique. Se reporter à l'annexe 4 pour connaître les cas d'activation et la méthode de calcul de capacité alors utilisée.

#### 3.2.2.3. *France Suisse*

Cette méthode est spécifique en raison de l'existence de Contrats de Long Terme et, en conséquence, d'une méthode spécifique de détermination des capacités sur cette frontière en long terme (échéances annuelle, mensuelle et hebdomadaire). Néanmoins afin de respecter les critères de sécurité de l'exploitation du réseau à partir de l'échéance J-2, des analyses sont nécessaires pour confirmer que les valeurs retenues en long terme sont réalisables, ce qui constitue ainsi un type particulier de calcul de capacité.

La situation de référence J-2 (ci-dessous) est utilisée en entrée du processus :

### Situation de Référence J-2



La situation de référence J-2 est modifiée dans le cadre du calcul de capacité de la frontière France - Suisse, afin d'assurer la cohérence avec les NTC sur les autres frontières. Une application stricte de la méthode NTC impliquerait de prendre comme hypothèses, sur les autres frontières influençant les branches critiques, des échanges égaux aux NTC dans le sens le plus défavorable. Néanmoins RTE convient de prendre un risque mesuré en utilisant comme hypothèses dans la situation de référence ajustée des échanges moins contraignants, sur les frontières qui ont une continuité suffisante des échanges d'un jour sur l'autre (uniquement France – Italie est dans ce cas pour ce calcul de capacité). Les échanges de la situation de référence sont ajustés pour les calculs en export (et respectivement pour l'import) :

- France – Belgique : la NTC J-2 export (respectivement import) calculée par RTE (ou celle coordonnée avec le GRT voisin si disponible)
- France – Allemagne : la NTC J-2 export (respectivement import) calculée par RTE (ou celle coordonnée avec le GRT voisin si disponible)
- France - Italie : la valeur minimum entre :
  - les échanges programmés du J-1 vus de la fin du J-2 augmentés (respectivement diminués) de 1000 MW (marge de robustesse)
  - la valeur de NTC export (respectivement import) J-2 sur France - Italie

Ensuite, la NTC ciblée sur France Suisse, de 3000 MW (été) / 3200 MW (hiver) en export, et à 1100 MW en import, est implémenté dans cette situation de référence J-2 ajustée, conformément aux dimensionnements des capacités réservées pour les Contrats de Long

Terme et des capacités disponibles pour les allocations demandés par les régulateurs français et suisse. Le calcul de capacité sur la Suisse consiste à vérifier que la NTC ciblée est compatible avec la sécurité réseau, et si ce n'est pas le cas d'identifier une valeur alternative de NTC, en utilisant des branches critiques différentes de celles du calcul de capacité utilisé pour les frontières belge et allemande.

#### 3.2.2.4. France Espagne

Les études en J-2 ne sont menées qu'en cas d'écart significatif par rapport aux hypothèses retenues à l'échéance hebdomadaire (avaries ou retraits d'ouvrages du réseau non planifiés, plan de production modifié, écarts importants de consommation dans le Sud-Ouest de la France (Région Aquitaine, Midi-Pyrénées et Languedoc-Roussillon) qui impactent fortement ce calcul). Quand un calcul de capacité en J-2 est nécessaire, ce dernier est effectué en utilisant des branches critiques influencées uniquement par la frontière France Espagne : la totalité de la marge physique disponible est alors affectée aux échanges transfrontaliers entre France et Espagne.

### 3.3. Echéances J-1 et infrajournalière

#### 3.3.1. Généralités

L'échéance J-1 désigne la fin de la journée J-1, une fois les échanges transfrontaliers journaliers établis, et que les programmes de production des groupes sont connus des GRT.

L'échéance infrajournalière désigne la période entre l'échéance J-1 et le temps réel.

La réactualisation des capacités (au sens NTC) utilisées pour les allocations infra-journalières n'est déclenchée que lorsque la situation le justifie. Dans les autres cas, la valeur de NTC J-2 reste applicable à l'échéance d'allocation infrajournalière. Un nouveau calcul de capacité est seulement effectué dans les cas suivants :

- les évolutions d'hypothèses (consommation, production, disponibilité du réseau, topologie, échanges transfrontaliers) depuis le précédent calcul de capacité sont significatives et remettent en cause la valeur de NTC précédemment calculée,
- les analyses de sécurité effectuées lors de la phase de planification opérationnelle court terme font apparaître des contraintes qui n'étaient pas identifiées lors du précédent calcul de capacité. Des analyses de sécurité sont notamment effectuées de manière systématique en fin de J-1 car les incertitudes sont réduites (notamment

connaissance des échanges transfrontaliers programmés pour le jour J et des programmes d'appels<sup>27</sup> des groupes de production).

Si un calcul de capacité est effectué, son objectif est de déterminer la nouvelle valeur de capacité, compatible avec les contraintes de sécurité opérationnelle des réseaux de transport, à utiliser (au sens NTC) pour les allocations infra-journalières.

Dans le cadre de l'hiver 2014-2015 (de la date d'approbation de cette méthode à la date du 31/03/2015), une procédure spécifique et temporaire est mise en place dans certains cas pour les frontières France-Allemagne et France-Belgique, en vue de limiter ou éviter des délestages en Belgique. Se reporter à l'annexe 4 pour connaître les cas d'activation et la méthode de calcul de capacité alors utilisée.

### 3.3.2. Spécificité France Angleterre

En fin de J-1, il est systématiquement vérifié qu'une modification des programmes d'échanges sur IFA, à hauteur de +/- 500 MW par rapport à l'échange programmé, ne remette pas en cause la sécurité opérationnelle du réseau. Dans le cas contraire, une nouvelle NTC (« ITL ») est calculée pour IFA.

## 3.4. Création des situations de références utilisées par la méthodologie RTE

Ce tableau décrit les hypothèses retenues par RTE pour construire les situations de référence utilisées dans le cadre de la méthodologie RTE :

---

<sup>27</sup> Programme notifié par le responsable de programmation à RTE.

Echéances	Annuel	Mensuel	Hebdomadaire	J-2 (pour le journalier)	J-1 & J (pour l'infra-journalier)
Réseau de transport français	Planning annuel de maintenance	Planning mensuel de maintenance	Planning hebdomadaire de maintenance	Ajout avaries / événements réseaux et remise à jour du planning de maintenance	Ajout avaries / événements réseaux et remise à jour du planning de maintenance
Réseau GRT voisin	Planning annuel de maintenance	Planning mensuel de maintenance	Planning hebdomadaire de maintenance	éléments constitutifs du D2CF	Données consolidées par le DACF / IDCF
Prévision du soutirage (consommation par nœud)	Conditions météorologiques normales	Conditions météorologiques normales	Températures et nébulosités prévues	Températures et nébulosités prévues	Températures et nébulosités prévues
Echanges pris en compte	Situation de référence	Situation de référence	Situation de référence	Programmes d'échanges aux échéances antérieures <sup>2829</sup>	Programmes d'échanges transfrontaliers le plus récent
Prévision de production (par nœud)	Situation de référence <sup>30</sup> (déterminée à partir d'un « merit order »)			Utilisation des Programmes d'appel des producteurs pour le J-1, réactualisés par RTE <sup>31</sup>	Programmes d'appel des producteurs

<sup>28</sup> Prise en compte des programmes d'échanges du jour de référence : le lundi pour les calculs du mercredi, le mardi pour les calculs du jeudi, le mercredi pour les calculs du vendredi, le WE précédent pour les calculs du WE à venir, le vendredi pour les calculs du lundi et mardi.

<sup>29</sup> Dans le cas où RTE a connaissance, à une date antérieure à celle de calcul des capacités (J-2), d'un niveau de capacité pour l'échéance J en provenance d'un gestionnaire de réseau voisin, les hypothèses d'échanges peuvent être ajustées en conséquence.

<sup>30</sup> Situation de référence pour la production : les plans de production sont élaborés à partir d'informations des producteurs (disponibilités principalement) permettant de réaliser un « merit order » via les situations déjà vécues (signaux économique du Temps Réel).

<sup>31</sup> Cette réactualisation consiste à prendre en compte les nouvelles indisponibilités ou retour d'indisponibilités des groupes de productions connues en J-2.

## ANNEXES

Annexe 1 : application numérique d'un calcul de capacité par itérations

Annexe 2 : niveau de coordination des calculs de capacités aux frontières françaises

Annexe 3 : Caractéristiques des incertitudes dans le calcul de capacité court terme et long terme

Annexe 4 : Procédure spécifique et temporaire mise en place dans certains cas pour les frontières France-Allemagne et France-Belgique, en vue de limiter ou éviter des délestages en Belgique.

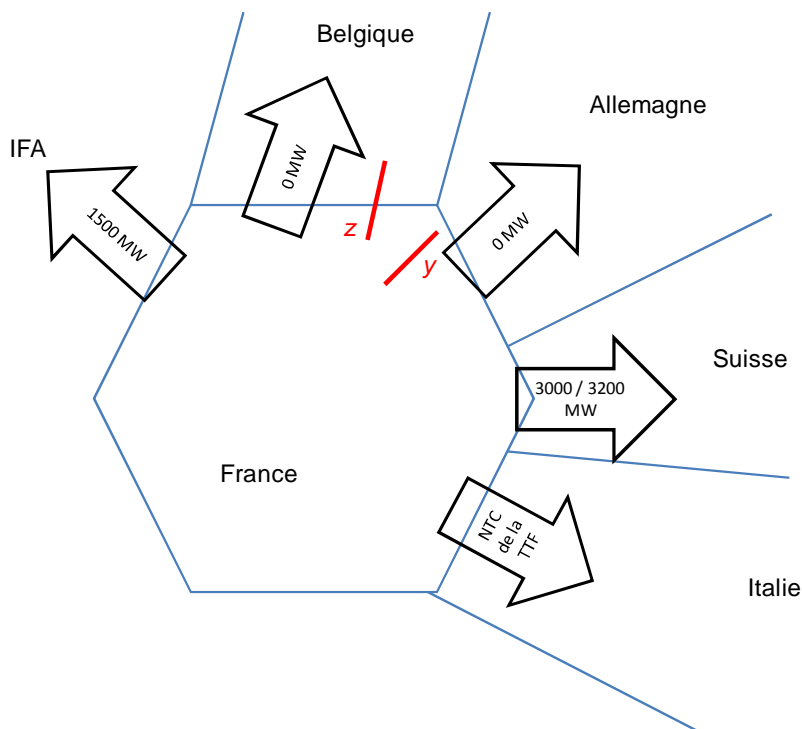
## Annexe 1

### Application numérique d'un calcul de capacité par itérations

Afin de présenter une application numérique de cette méthode, nous prenons pour exemple le cas du calcul de capacité pratiqué par RTE en annuel & mensuel pour les frontières France Allemagne et France Belgique, que ce soit en import ou en export.

Nous considérons pour cet exemple qu'il y a deux branches critiques  $y$  et  $z$  lors de ce calcul de capacité, effectué pour la configuration réseau  $i$ , et qui correspond à la direction export en annuel. Vu de cette échéance, nous considérons que les branches critiques ne sont influencées que par ces deux frontières : de ce fait, les marges physiques disponibles seront équi-réparties sur ces deux frontières. La branche critique  $z$  est une ligne d'interconnexion, alors que la branche critique  $y$  est une ligne interne française fortement influencée par les échanges.

Voici un schéma de l'exemple, la configuration  $i$  correspondant à la situation en N (sans aléa hypothétique de perte d'ouvrage). Nous pouvons remarquer que la branche critique  $y$  est une ligne interne française, fortement influencée par les échanges :



Voici les données correspondant à cette configuration réseau  $i$  :

Pour la branche critique  $y$  :

- La marge physique disponible (définie par : capacité maximum de la branche critique – transit sur la branche critique dans la configuration réseau  $i$ ) vaut :  $K_{i,y} = 150$  MW
- Les coefficients d'influencement sont :  $C_{i,y, Belgique} = 0,2$  et  $C_{i,y, Allemagne} = 0,4$



Pour la branche critique z :

- La marge physique disponible y vaut :  $K_{i,z} = 100$  MW
- Les coefficients d'influence sont :  $C_{i,z, Belgique} = 0,3$  et  $C_{i,z, Allemagne} = 0,1$

### Itération n° 1 du calcul de capacité :

Le principe d'équirépartition conduit à partager la marge physique disponible à 50% sur France - Belgique et à 50% sur France – Allemagne, pour permettre des échanges complémentaires :

- Capacité complémentaire sur France Belgique dans la configuration  $i$  :

$$CapacitéComplémentaire_{i,y,Belgique} = \left( \frac{150}{2} / 0,2 \right) = 375 \text{ MW}$$

$$CapacitéComplémentaire_{i,z,Belgique} = \left( \frac{100}{2} / 0,3 \right) = 167 \text{ MW}$$

La branche critique z est l'élément limitant dans cette direction, et la  $CapacitéComplémentaire_{i, Belgique}$  retenue pour cette 1<sup>ère</sup> itération est 167 MW.

- Capacité complémentaires sur France Allemagne dans la configuration  $i$  :

$$CapacitéComplémentaire_{i,y,Allemagne} = \left( \frac{150}{2} / 0,4 \right) = 187 \text{ MW}$$

$$CapacitéComplémentaire_{i,z,Allemagne} = \left( \frac{100}{2} / 0,1 \right) = 500 \text{ MW}$$

La branche critique y est l'élément limitant dans cette direction, et la  $CapacitéComplémentaire_{i, Allemagne}$  retenue pour cette 1<sup>ère</sup> itération est 187 MW.

Quelles sont les marges physiques disponibles sur les branches critiques en prenant en compte les capacités complémentaires France – Belgique et France – Allemagne déterminées ci-dessus ? :

- $K_{i,y} = 150 - 167*0,2 - 187*0,4 = 41,8$  MW
- $K_{i,z} = 100 - 167*0,3 - 187*0,1 = 31,2$  MW

Vu que chaque branche critique a une marge physique disponible non nulle, des échanges supplémentaires vont à nouveau être déterminés avec une nouvelle itération.

### Itération n° 2 du calcul de capacité :

- Capacité complémentaire sur France Belgique dans la configuration  $i$  :

$$CapacitéComplémentaire_{i,y,Belgique} = \left( \frac{41,8}{2} / 0,2 \right) = 104 \text{ MW}$$

$$CapacitéComplémentaire_{i,z,Belgique} = \left( \frac{31,2}{2} / 0,3 \right) = 52 \text{ MW}$$

La branche critique  $z$  est l'élément limitant dans cette direction, et la  $CapacitéComplémentaire_{i,Belgique}$  retenue pour cette 2<sup>ème</sup> itération est 52 MW.

- Capacité complémentaires sur France Allemagne dans la configuration  $i$  :

$$CapacitéComplémentaire_{i,y,Allemagne} = \left( \frac{41,8}{2} / 0,4 \right) = 52 \text{ MW}$$

$$CapacitéComplémentaire_{i,z,Allemagne} = \left( \frac{31,2}{2} / 0,1 \right) = 156 \text{ MW}$$

La branche critique  $y$  est l'élément limitant dans cette direction, et la  $CapacitéComplémentaire_{i,Allemagne}$  retenue pour cette 2<sup>ème</sup> itération est 52 MW.

Quelles sont les marges physiques disponibles sur les branches critiques en prenant en compte les capacités complémentaires France – Belgique et France – Allemagne déterminées lors des précédentes itérations ? :

- $K_{i,y} = 41,8 - 52 * 0,2 - 52 * 0,4 = 10,6 \text{ MW}$
- $K_{i,z} = 31,2 - 52 * 0,3 - 52 * 0,1 = 10,4 \text{ MW}$

Vu que chaque branche critique a une marge physique disponible non nulle, des échanges supplémentaires devraient à nouveau être déterminés avec une nouvelle itération. Considérons néanmoins que l'exemple s'arrête ici.

En arrêtant le calcul de capacité à cette 2<sup>ème</sup> itération, et en considérant que la configuration  $i$  est la seule à prendre en compte pour le calcul de capacité, alors nous aurions, pour le calcul de capacité annuel :

$$NTC_{\text{France} - \text{Pays } p} = \text{Echanges}_{\text{situation de référence, } p} + \sum_{j=1}^{\text{dernière itération}} \text{CapacitéComplémentaire}_{j,p}$$

$$NTC_{\text{France} - \text{Belgique}} = 0 + 167 + 52 = 219 \text{ MW}$$

$$NTC_{\text{France} - \text{Allemagne}} = 0 + 187 + 52 = 239 \text{ MW}$$

## Annexe 2

### Niveau de coordination des calculs de capacités aux frontières françaises

Voici le niveau de coordination des calculs de capacités aux frontières françaises au 1<sup>er</sup> janvier 2014 :

	Long terme	Journalier (calcul J-2)
IFA	Spécifique car câble à courant continu	Spécifique car câble à courant continu
Belgique	Coordination bilatérale (partielle)	coordination régionale partielle zone « CWE »
Allemagne	Coordination bilatérale (partielle)	coordination régionale partielle zone « CWE »
Suisse	Spécifique car contrat long terme	Spécifique car contrat long terme, mais avec coordination bilatérale (partielle)
Italie	coordination régionale complète zone « frontières nord italiennes »	coordination régionale complète zone « frontières nord italiennes »
Espagne	Coordination bilatérale (partielle)	Coordination bilatérale (partielle)

La méthodologie RTE décrite dans le paragraphe « 2.2 Méthodologie générale et principes de base » s'applique aux frontières suivantes :

- Belgique : pour toutes les échéances
- Allemagne : pour toutes les échéances
- Espagne : pour toutes les échéances
- Suisse : pour l'échéance J-2 (dans la limite des spécificités de cette frontière)

Dans le cadre de l'hiver 2014-2015 (de la date d'approbation de cette méthode à la date du 31/03/2015), une procédure spécifique et temporaire est mise en place dans certains cas pour les frontières France-Allemagne et France-Belgique, en vue de limiter ou éviter des délestages en Belgique. Se reporter à l'annexe 4 pour connaître les cas d'activation et la méthode de calcul de capacité alors utilisée.

## Annexe 3

### Caractéristiques des incertitudes dans le calcul de capacité court terme et long terme

#### Caractéristiques des incertitudes dans un calcul de capacité court terme :

- Incertitudes sur la programmation des échanges et de la production, et des prévisions de consommation, à la granularité pas de programmation :
  - En ce qui concerne la consommation : incertitudes généralement faibles.
  - En ce qui concerne les échanges et le plan de production :
    - Fortes pour le calcul de capacité journalier, pour lequel la situation de référence est créée en fin d'après midi du J-2, en raison d'absence de prévisions accessibles.
    - Réduites à partir de la fin de J-1, quand le résultat des allocations transfrontalières est connu, et que les producteurs ont notifié leur programme par groupe pour le jour J.
    - Remarque : l'augmentation des énergies renouvelables fait progressivement augmenter cette incertitude, notamment pour les échéances entre la fin de J-1 et le temps réel.
- Incertitudes sur les échanges transfrontaliers et la production, correspondant aux écarts de réglage :
  - Ces incertitudes sont considérées comme constantes quelle que soit l'échéance de temps considérée. Il s'agit principalement des écarts de réglage.
- Aléas entraînant la perte de sites de production, consommation ou d'ouvrages des réseaux de transport :
  - Cette incertitude n'est pas dépendante de l'échéance de temps considérée, car elle est précisée par une règle opérationnelle (dite de la N-1 / N-k) qui doit être respectée même au plus proche du temps réel.
- Incertitudes sur la topologie du réseau : elles sont faibles car le planning de maintenance est finalisé à cette échéance.
- Incertitudes sur la disponibilité effective des parades utilisées dans le calcul de capacité :
  - Pour les parades topologiques : les incertitudes sont faibles et quasiment constantes quelle que soit l'échéance de temps considérée.
  - Pour les parades coûteuses curatives :
    - pour le calcul de capacité J-2 effectué pour l'échéance journalière :
      - pour les groupes qui nécessitent moins d'une quinzaine de minutes pour se connecter au réseau (hydraulique de barrage) sur demande de RTE : les incertitudes sont faibles quelle que soit la programmation des groupes.
      - pour les groupes qui nécessitent plus d'une quinzaine de minutes pour se connecter au réseau sur demande de RTE : les incertitudes

peuvent être faibles pour les groupes dont la connexion au réseau, décidée par le producteur, est très probable ; et fortes pour les groupes dont la connexion au réseau, décidée par le producteur, est incertaine (dépendant des résultats des marchés J-1 et des choix faits par les producteurs sur l'optimisation de leur parc).

- pour les calculs de capacité effectués à partir de la fin d'après midi du J-1, et jusqu'au proche temps réel : les programmes de production étant connus, les incertitudes deviennent faibles.

#### Caractéristiques des incertitudes dans un calcul de capacité long terme :

- Incertitude sur la programmation des échanges et de la production, des prévisions de consommation, à la granularité pas de programmation : très fortes en moyenne, et très variables à l'intérieur de la période considérée.
- Incertitudes sur les échanges transfrontaliers et la production, correspondant aux écarts de réglage: identiques à celle de l'échéance court terme.
- Incertitudes sur la topologie du réseau : la planification opérationnelle de long terme se basant sur de nombreuses études et étant coordonnée avec les autres GRT, avant le calcul de capacité, les incertitudes sont faibles.
- Aléas entraînant la perte de sites de production, consommation ou d'ouvrages des réseaux de transport : identiques à celle de l'échéance court terme.
- Incertitudes sur la disponibilité effective des parades utilisées dans le calcul de capacité : aucune parade n'étant utilisée en long terme, ces incertitudes ne sont pas à considérer.

## Annexe 4

### Procédure spécifique et temporaire mise en place dans certains cas pour les frontières France-Allemagne et France-Belgique, en vue de limiter ou éviter des délestages en Belgique

#### **Contexte :**

L'équilibre offre – demande en Belgique lors de l'hiver 2014-2015 s'annonce très contraint car 3 groupes nucléaires sont indisponibles vus de novembre 2014 (Doel 3, Tihange 2 et Doel 4), chacun d'une puissance de 1000 MW.

Des études ont montré que lors de périodes à forte consommation (typiquement vague de froid, même modérée, en France et en Belgique), conjuguée à des périodes de faibles de vent, et en cas d'absence de Doel 4, le système électrique de la région ne permettrait pas de couvrir les besoin d'imports belges au vu des méthodes de calcul de capacité habituelles dans la région CWE : des délestages en Belgique seraient alors nécessaires.

Une procédure exceptionnelle de calcul de capacité va être mise en œuvre entre ELIA, Tennet et RTE, de manière coordonnée avec les GRT allemands, en vue d'optimiser l'adéquation du système électrique de la région pour cet hiver. Cette procédure est limitée à la période commençant à la date d'approbation de cette méthodologie de calcul de capacité, et se terminant le 31 mars 2015.

#### **Modification du calcul de capacité J-2 aux frontières France-Belgique et France-Allemagne**

Le processus de calcul de capacité J-2 n'est modifié qu'au cas où ELIA émettrait un « adequacy flag J-2 », correspondant à un risque notable de devoir procéder à des délestages en Belgique<sup>1</sup>.

Fonctionnellement, les premières étapes du calcul de capacité J-2 CWE se déroulent de manière classique :

- calcul de valeur de NTC non matchée par chaque GRT
- matching des NTC de manière bilatérale par frontière (minimum des deux valeurs)

Ensuite, un process spécifique a été mis en place, situé entre le matching bilatéral des NTC et la vérification coordonnée CWE des NTC :

---

<sup>1</sup> Cet adequacy flag est émis, à chaque échéance de temps, lorsque la consommation belge prévue ne peut être alimentée par l'ensemble des moyens de production belge (réserve pour faire face à la perte du plus gros couple couplé déduite), en considérant un certain niveau d'import (3500 MW pour l'échéance J-2, le résultat des allocations de marchés pour les échéances suivantes).

- si ELIA n'émet pas d'« adequacy flag J-2 », alors on passe directement à la vérification coordonnée CWE, et le processus de calcul est alors en tout point identique à la méthode habituelle décrite dans le corps du document.
- si ELIA émet un « adequacy flag J-2 », le processus spécifique suivant est utilisé : ELIA, Tennet et RTE effectuent une optimisation des NTC CWE qui a pour objectif de garantir qu'un niveau d'import de 3500 MW est réalisable, tout en respectant les contraintes suivantes :
  - Règles de sûreté réseau respectées
  - Capacité de la France (estimée par RTE) et des Pays Bas (estimé par Tennet) à fournir de l'énergie complémentaire à la Belgique, sans créer de situation de pénurie induite dans leur zone
  - Les NTC fournies par les GRT allemands sur leurs frontières constituent des maxima
  - Les capacités déjà allouées en annuel / mensuel sur chaque frontière de CWE constituent un minima

Remarque : comme toute fonction d'optimisation sous contrainte, le processus ci-dessus prévoit que les contraintes fournies seront toujours respectées, que l'objectif recherché (minimisation de la pénurie en Belgique) soit atteint ou non.

Concrètement, au vu de l'élément réseau limitant identifié par les études prévisionnelles, cela revient à agir sur les NTC pour augmenter la production d'énergie venant du sud de la Belgique, et la réduire aux Pays Bas et en Allemagne. Les NTC évoluent alors de la manière suivante :

- réduction coordonnée des NTC Allemagne vers France et Pays Bas vers Allemagne, avec pour minima les capacités allouées en long terme ;
- possibilité d'adapter les NTC France vers Belgique et Pays Bas vers Belgique (au vu des influencements de l'élément limitant, il peut faire sens de baisser la NTC Pays Bas vers Belgique et d'augmenter la NTC France vers Belgique).

### **Modification du calcul de capacité en fin de J-1 aux frontières France-Belgique et France-Allemagne (pour allocation infrajournalière)**

En l'absence d' « adequacy flag J-1 » émis par ELIA, le processus habituel, décrit dans le corps de la note, s'applique.

Dans le cas où l' « adequacy flag J-1 » est confirmé en J-1 par ELIA, et sous accord de RTE et Tennet, le processus suivant est mis en place :

- Avant 21h, les ATC sur les frontières France - Allemagne et Pays Bas - Allemagne sont dans un premier temps mises à zéro pour l'allocation IJ. La frontière orientée (DE > FR ou FR > DE pour la frontière France - Allemagne) pour laquelle l'ATC est passée à 0 est celle ayant une influence négative (augmentant la contrainte) sur la branche critique limitant les imports belges.
- Entre 21h et minuit, les NTC France vers Belgique et les NTC Pays Bas vers Belgique, sont augmentées dans le respect des contraintes suivantes :
  - Les règles de sécurité réseau sont respectées

- Arrêt de l'augmentation des NTC d'import belge jusqu'à ne plus remplir les conditions de l'«adequacy flag» (donc après activation complète de la réserve stratégique)
- Capacité de la France (estimée par RTE) et des Pays Bas (estimée par Tennet) à fournir de l'énergie à la Belgique sans créer de situation de pénurie induite dans leur zone

A partir du jour J 0h, des études sont réalisées pour statuer sur la possibilité de remonter les ATC IJ mises à 0 sur les frontières (FR-DE, NL-DE).

### **Modification du calcul de capacité IJ aux frontières France-Belgique et France-Allemagne (pour allocation infrajournalière)**

De plus, si le adequacy flag est également levé par ELIA en IJ, un nouveau calcul de capacité (identique à celui du J-1) est effectué pour la pointe du matin et du soir pour tenir compte des dernières hypothèses réseau.